



Repositorio Digital Institucional
"José María Rosa"

Universidad Nacional de Lanús
Secretaría Académica
Dirección de Biblioteca y Servicios de Información Documental

Santiago Nicolás Jensen Mariani

Análisis del impacto del cambio climático en la demanda y oferta de energía eléctrica en Argentina

Tesis presentada para la obtención del título de Maestría en Gestión de la Energía

Director de Tesis

Cristina Rössler

El presente documento integra el Repositorio Digital Institucional "José María Rosa" de la Biblioteca "Rodolfo Puiggrós" de la Universidad Nacional de Lanús (UNLa)

This document is part of the Institutional Digital Repository "José María Rosa" of the Library "Rodolfo Puiggrós" of the University National of Lanús (UNLa)

Cita sugerida

Jensen Mariani, Santiago Nicolás. (2014). Análisis del impacto del cambio climático en la demanda y oferta de energía eléctrica en Argentina [en Línea]. Universidad Nacional de Lanús. Departamento de Planificación y Políticas Públicas

Disponible en: http://www.repositoriojmr.unla.edu.ar/descarga/Tesis/MaGeE/Jensen_Mariani_S_Analisis_2014.pdf

Condiciones de uso

www.repositoriojmr.unla.edu.ar/condicionesdeuso



www.unla.edu.ar
www.repositoriojmr.unla.edu.ar
repositoriojmr@unla.edu.ar

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LANÚS
DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN Y POLÍTICAS PÚBLICAS
TESIS DE MAESTRÍA EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Título: Análisis del impacto del cambio climático en la demanda y oferta de energía eléctrica en Argentina

Maestrando: Santiago Nicolás Jensen Mariani

Directora de Tesis: Mg. Cristina E. Rössler

Codirector de Tesis: Ing. Francisco C. Rey

Buenos Aires, Junio 2014

A mi familia

Ana Clara, Carla y Graciela

Índice

1.	Introducción.....	4
2.	Cambio climático.....	11
2.1.	Calentamiento global y Efecto invernadero	11
2.2.	Cambios observados a nivel global.....	13
2.3.	Las tendencias climáticas en Argentina	16
2.4.	Proyecciones climáticas	17
2.5.	Cambios proyectados para la Argentina	22
3.	Desarrollo del escenario de demanda base o BAU	25
3.1.	Proyecciones de demanda energética – Metodología MAED.....	25
3.1.1.	Definición del escenario BAU	27
3.1.2.	Resultados obtenidos en el escenario BAU	30
4.	Relación entre temperatura y demanda de energía eléctrica	32
4.1.	Estimación del impacto del calentamiento global en la demanda de energía eléctrica por uso de equipos de aire acondicionado.	36
4.2.	Estimación del ahorro energético mediante el uso racional y eficiente de la energía	43
4.3.	Impacto en la demanda eléctrica del sector transporte al aplicar políticas de reducción de emisiones 47	
4.4.	Análisis de resultados del capítulo de demanda.....	53
5.	Impacto del cambio climático en la oferta eléctrica de Argentina	56
5.1.	Oferta energética nacional	56
5.2.	Emisiones del sector de generación de energía eléctrica.	59
5.3.	Cómo afecta el cambio climático a las tecnologías de generación de energía eléctrica.....	64
5.4.	Cómo afecta el cambio climático a los recursos energéticos del sector de generación eléctrica	76
5.5.	Análisis final del impacto del Cambio climático en la oferta eléctrica nacional.....	88
6.	Conclusiones.....	90
7.	Bibliografía consultada.....	94
8.	Referencias	96

1. Introducción

Actualmente se observa un cambio acelerado del clima a nivel mundial que ha provocado una serie de alertas desde el punto de vista ambiental, social y económico. Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)ⁱ, estas variaciones son generadas principalmente por el Calentamiento global, el cual, *es inequívoco y atribuible a la actividad humana*. Según el IPCC la temperatura global de la superficie de la Tierra se ha elevado en 0.76°C en los últimos 100 años debido al aumento de gases de efecto invernadero y causado principalmente por el uso de combustibles fósiles. Son muchos los trabajos que abordan el tema de mitigación del Calentamiento global y coinciden en la necesidad del cambio en los sistemas energéticos para lograr la estabilización de los gases de efecto invernadero.

El aumento de la temperatura global del planeta implica un cambio en los patrones regionales de temperatura y de precipitación y un aumento en la frecuencia de la ocurrencia de eventos climáticos extremos (tormentas, sequías, inundaciones, olas de calor y de frío, etc...) Esta es una problemática ambiental en la que todos los sectores de la sociedad están involucrados y es de tal complejidad que debería ser abordado de modo interdisciplinario. En particular, en el sector energético estos cambios podrían afectar el buen funcionamiento del sistema eléctrico tanto en la demanda como en el abastecimiento.

Existe una relación directa entre el consumo de energía eléctrica y la temperatura, aumentando la demanda durante las temporadas de mayor variación térmica, que son verano e invierno, debido al uso de la electricidad para refrigeración y calefacción (Franco et al, 2008; Golombek et al, 2012). En la Argentina la población utiliza equipos de aire acondicionado y otros artefactos para calefacción en invierno y refrigeración en verano produciendo picos de demanda en ambas estaciones del año. Esto se puede observar en los informes anuales de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayoristaⁱⁱ. En invierno la población además utiliza gas natural para calefacción y cocción de alimentos generando una aumento en la demanda de ambos. Debido a que el sector residencial tiene

prioridad en el uso del gas natural, se ve restringida la generación eléctrica a partir de la quema de este combustible, debiendo utilizar combustibles sustitutosⁱⁱⁱ.

Son diversos los estudios sobre el impacto del Cambio climático en la sociedad sin embargo no son muchos los que tratan el tema de la vulnerabilidad del sistema energético. A nivel nacional se destacan los estudios de vulnerabilidad sobre el sector energético realizados para la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable en el marco de las comunicaciones nacionales de Cambio Climático; Rössler y otros (2009) estudian la vulnerabilidad de la generación hidráulica en la cuenca del Comahue. En Sudamérica García Berg (2011) presenta un análisis detallado del efecto de la temperatura sobre el transporte de energía. Lucena y otros (2009a; 2009b; 2010) evalúan la vulnerabilidad de varias opciones de generación de electricidad. A nivel internacional podemos mencionar el informe sobre el “Efecto del cambio climático en la generación de Estados Unidos” (U.S. Climate Change Science Program, 2008); Fan et al, (2009) estudian el efecto del Cambio climático sobre la demanda de energía; y el estudio sobre “Cambio climático y oferta y demanda energética”, reporte técnico preparado por el Laboratorio Nacional Oak Ridge para el Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2012.

Recientes estudios sobre la variación del régimen pluvial en el país (Camilloni et al., 2005; Nuñez et al 2008; Rössler et al, 2009; Blazquez et al, 2012), proyectan una disminución de la hidraulicidad en la cuenca del Comahue. Esto, sumado a las evidencias de disminución de los glaciares cordilleranos^{iv} presentado en el Inventario Nacional de Glaciares y Ambiente Periglacial del IANIGLIA¹ donde se encuentra cerca de la mitad de la potencia hidráulica nacional, enciende señales de alerta. Otros fenómenos como las lluvias intensas observados en estudios de la región central del país (Nuñez et al, 2007), amenazan los cultivos utilizados para la producción de biocombustible, tanto para consumo propio como para exportación.

¹ Instituto Argentino de Nivología, Glaciología y Ciencias Ambientales

El sistema energético argentino ha mostrado vulnerabilidades ante variaciones climáticas siendo evidencia de esto interrupciones en la distribución de electricidad por aumentos inusuales en la demanda por olas de calor y períodos de sequía prolongados han provocado dificultades en el abastecimiento por falta de hidraulicidad. Durante el año 1988 el abastecimiento en el sector eléctrico comenzó a atravesar una crisis resultante de condiciones naturales adversas y de una sucesión de razones técnicas que se superpusieron hasta impedir atender la demanda con el parque de generación disponible.

En una breve síntesis puede enunciarse lo siguiente como causas concomitantes a esa situación:

- Una baja hidraulicidad en la Cuenca del Uruguay, que afectó la generación de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande.
- Una baja hidraulicidad en la cuenca del Río Limay, que afectó la generación de las Centrales Hidroeléctricas de Alicurá, El Chocón-Cerros Colorados y Arroyito.
- Bajo nivel del embalse de El Chocón como consecuencia de las reparaciones de la presa que disminuyeron sensiblemente las reservas de energía del sistema.
- La baja disponibilidad del parque térmico de generación.

La potencia instalada en el SIN era del orden de los 13000 MW, siendo la demanda máxima de 8200 MW, con equipos cuya antigüedad promedio no alcanzaba la mitad de su vida útil, lo que indica que no faltaban instalaciones y no había obsolescencia, sin embargo, hubo una alta indisponibilidad del equipamiento térmico convencional, que es el que debería haber soportado la escasez hidroeléctrica.

La sequía extraordinaria (los tres años consecutivos más secos históricos en las cuencas más importantes que hubo hasta ese periodo), restó a la oferta cerca de 4200 MW, lo cual representó una disminución del 70 % de la potencia instalada total hidráulica disponible. La indisponibilidad del equipamiento térmico convencional se debió a un inadecuado mantenimiento del mismo y representó 2400 MW. El déficit de oferta por lo tanto superó en su momento crítico el 50 % del total instalado, hecho que habla a las claras de la gravedad de la emergencia^v.

Posteriormente, en el año 2007, las precipitaciones en la zona del Comahue fueron inferiores a los valores normales durante la mayor parte del año, principalmente en el período mayo-agosto (época en que se producen las mayores precipitaciones de la región). El total anual fue inferior al normal anual en un 38%. Esta característica de año hidrológico seco, asociado al alto crecimiento de la demanda, ya mencionado, llevó a una gran utilización de las reservas hidráulicas del área Comahue y a la importación de energía desde Brasil. Esto situó a los embalses en franjas de operación extraordinarias, y debido a las bajas precipitaciones no pudieron reponerse totalmente, condicionando así la operación del año 2008.

Dada la situación coyuntural de escasez de recursos energéticos propios para abastecer a los sectores de consumo, un escenario futuro probable, en el que las demandas de energía crezcan por incremento de las temperaturas, puede agudizar aún más la dificultad en la gestión del abastecimiento energético nacional.

Actualmente el parque eléctrico se encuentra mejor posicionado desde el punto de vista de la seguridad de abastecimiento debido a una mayor diversificación en las tecnologías de generación. La oferta eléctrica en Argentina representa el 20% de la oferta energética nacional, y está compuesta por una amplia variedad de tecnologías de generación cuya participación en términos de potencia instalada es la siguiente: centrales hidráulicas (35,74%), térmicas convencionales (60,65 %), nucleares (3,23%), solar, y eólica (0,03%). La participación de cada una de ellas en la matriz eléctrica difiere, y es el resultado de diferentes visiones políticas nacionales y de la situación nacional e internacional por la que ha ido atravesando el país a lo largo de los años.

Durante gran parte del siglo veinte el sistema eléctrico estuvo fuertemente regulado por el Estado hasta principios de la década de los 90 cuando gran parte del sistema energético fue privatizado estableciendo un nuevo sistema de incentivos a la inversión mediante la generación de rentas extraordinarias. El sistema sufrió un profundo cambio pasando a un modelo de gestión privada mientras que el Estado abandonaba la planificación de largo plazo. En este contexto la producción de hidrocarburos y energía

eléctrica se expandió pero abandonando la preocupación previa por asegurar el autoabastecimiento, diversificar la matriz energética y promover el desarrollo tecnológico local. En el año 2003 el Estado comenzó a retomar la planificación energética para asegurar el abastecimiento.

La fuerte presencia de externalidades en el desarrollo de las actividades energéticas, es una importante fuente de divergencia entre la racionalidad de los actores (empresas privadas o públicas del sector y usuarios) y los objetivos globales de la sociedad. Las más evidentes son las que se vinculan con las consecuencias ambientales y son tenidas en cuenta en las actividades del sector energético desde hace poco tiempo. La Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo publicó en abril de 1987, por requerimiento de la Asamblea General de las Naciones Unidas, el informe “Nuestro futuro común”^{vi}, el cual plantea la posibilidad de alcanzar un crecimiento económico basado en políticas de sostenibilidad y expansión de recursos naturales. Hoy en día este documento es una referencia mundial para la elaboración de estrategias y políticas eco-compatibles.

La planificación energética busca abastecer la demanda de energía de la sociedad al mínimo costo “posible” del sistema energético, el cual dependerá de las alternativas de recursos energéticos nacionales disponibles, las capacidades tecnológicas del país y en gran medida de las políticas de desarrollo en esa área, entre otras. Todos estos aspectos deberían ser tenidos en cuenta al plantear una estrategia energética, identificando las variaciones en los recursos energéticos y los sitios a emplazar las tecnologías para minimizar los efectos negativos del cambio climático.

El presente trabajo describe y analiza complementariamente los diferentes aspectos a tener en cuenta al momento de definir una expansión del parque de generación eléctrica que minimice la emisión de gases de efecto invernadero (mitigación) y que tenga en cuenta el factor climático como limitador del recurso o, posible amenaza al normal funcionamiento de la tecnología de generación (vulnerabilidad).

En este trabajo se han utilizado los escenarios de cambio climático obtenidos a través de la recopilación de la bibliografía a nivel país, para analizar su interacción con los escenarios energéticos propuestos de desarrollo propio. Por tal motivo, y particularmente para el cálculo de los efectos sobre la demanda, se realiza un estudio del consumo de energía eléctrica, que servirá como escenario de referencia.

El trabajo se divide en dos partes, la primera evalúa la influencia de los cambios en el clima en los diferentes sectores de consumo y cómo se verá afectada la demanda energética, principalmente debido a picos en la temperatura (o fuera del rango de la temperatura de confort) siendo ésta una de las variables más importantes a tener en cuenta al momento de la gestión del despacho eléctrico. Se realiza además una evaluación de escenarios con ahorro energético de los sectores de consumo y de políticas de reducción de emisiones de CO₂ en el sector transporte, mediante la introducción de automóviles eléctricos.

En la segunda parte del estudio se analizará la influencia de la variación del clima en la generación, para las distintas tecnologías de generación eléctrica en donde la escasez (sequías) o el exceso de agua (inundaciones) debido a las precipitaciones puede afectar en gran medida la operación de las centrales hidráulicas, entre otras.

El análisis estará compuesto por los siguientes capítulos:

En el capítulo 2 se presenta una breve introducción al Cambio climático y al Calentamiento global producto de las actividades antropogénicas, en donde se incluyen escenarios climáticos nacionales proyectados para mediados y fines de siglo XXI que servirán de referencia para el resto del estudio.

En el capítulo 3 se presentará un análisis de la demanda de energía con una proyección al 2035, con el objetivo de tener un escenario base de demanda eléctrica con el cual poder comparar los efectos del Calentamiento global sobre la demanda a nivel nacional utilizando los escenarios climáticos nacionales presentados en el capítulo 2.

En el capítulo 4 se analizará el efecto que tienen las distintas políticas de gestión de la demanda sobre el escenario base, para compararlo cualitativamente con el escenario que incluye al Calentamiento global. Además se evaluará cuantitativamente el efecto de la introducción de vehículos eléctricos particulares en el transporte de pasajeros como medida de mitigación de los gases de efecto invernadero de ese sector, para evaluar el impacto de esta medida en la demanda de energía eléctrica.

En el capítulo 5 se analizará el efecto del cambio climático en la generación de energía eléctrica, abordando el tema desde el punto de vista de los recursos y de las tecnologías. Las tecnologías que componen la matriz de oferta nacional serán agrupadas y estudiadas en uno u otro enfoque dependiendo del grado de vulnerabilidad frente a uno u otro punto de vista.

En el capítulo 6 se presentan los principales resultados y conclusiones. Se observa que el análisis de la demanda de energía eléctrica si bien se vería incrementada por efecto del calentamiento global, las medidas de uso racional y eficiente de la energía tendrían igual o mayor efecto sobre la misma. En el caso de la oferta se observa la vulnerabilidad del sistema eléctrico debido a la disminución de agua en los ríos de la cuenca del Comahue y en la región de Cuyo debido a la disminución de las precipitaciones proyectadas.

2. Cambio climático

El **Cambio climático** es una de las principales preocupaciones para el desarrollo sustentable dado su impacto en numerosos sectores socioeconómicos y naturales de la actividad humana. En las últimas décadas se ha llevado a cabo un enorme esfuerzo en la comunidad científica para entender y explicar las posibles causas de este fenómeno para tratar de proyectar su tendencia futura. Este conocimiento es importante para tomar medidas preventivas de mitigación y adaptación a través de una adecuada planificación de las actividades socioeconómicas futuras que se puedan ver afectadas.

2.1. Calentamiento global y Efecto invernadero

El efecto invernadero es un proceso natural por el cual ciertos gases presentes en la atmósfera permiten la penetración de la energía solar de onda corta hacia la superficie terrestre, pero “atrapan” la radiación de onda larga que la Tierra emite al espacio. Esta es re-irradiada nuevamente hacia la superficie terrestre, aumentando así la temperatura media superficial del planeta y estableciendo el equilibrio a una temperatura de 15°C, esto es 33°C más que la que tendría si estos gases no existiesen en la atmósfera. Gracias a este fenómeno es posible la vida en la Tierra. (Figura 2.1).



Figura 2.1: Efecto invernadero. Fuente: UNEP- Grid-Arendal.

Las evidencias científicas indican que el clima del planeta varía naturalmente pero las crecientes emisiones antropogénicas de gases a la atmósfera (GEI)², principalmente el dióxido de carbono (CO₂), el metano CH₄) y el óxido nitroso (NO₂), se han incrementado marcadamente a partir de la era industrial (1750) y son la principal causa del inusual calentamiento del planeta durante los últimos 150 años (IPCC, 2007)³. Este proceso continúa y se conoce como Calentamiento global. Se trata de un aumento de la temperatura media de la superficie del planeta que implica también un importante cambio en el clima, no sólo en temperatura sino en variables climáticas tales como la precipitación, entre otras. La relación entre Calentamiento global y Cambio climático es una relación muy compleja, no obstante, el aumento de temperatura media puede servir perfectamente como un indicador de la gravedad del problema, ya que a mayor calentamiento mayores serán las alteraciones climáticas aunque nada indica que esta relación sea lineal.

² Gases de efecto invernadero GEI. GHG Greenhouse Gas siglas en inglés

³ Otros gases también de origen antropogénico son los Perfluorocarbono (PFCs), Hexafluoruro de azufre (SF₆) que tienen origen en algunos productos industriales.

Se denomina *Cambio Climático* a una importante variación estadística en el estado medio del clima o en su variabilidad, que persiste durante un período prolongado (normalmente decenios o incluso más)^{vii}. El Cambio climático se puede deber a procesos naturales internos o a cambios del forzamiento externo, o bien a cambios persistentes antropogénicos en la composición de la atmósfera o en el uso de suelo.

2.2. Cambios observados a nivel global

El clima ha experimentado cambios significativos en el pasado, pero su evolución ha sido pausada permitiendo la adaptación de las especies. Una situación diferente se observa en nuestros días en la que el ritmo de los cambios se ha incrementado notablemente. Las observaciones y estudios realizados hasta la fecha confirman un calentamiento global en los últimos 100 años, con importantes diferencias regionales. Dicho aumento de temperatura ha ocurrido en dos etapas, una de ellas desde 1910 hasta 1940 de 0.35°C, y la otra más pronunciada desde 1970 hasta la actualidad de 0.55°C. En la figura 2.2 se puede observar que la temperatura en superficie ha aumentado aproximadamente 0.74°C desde 1906 hasta 2005.

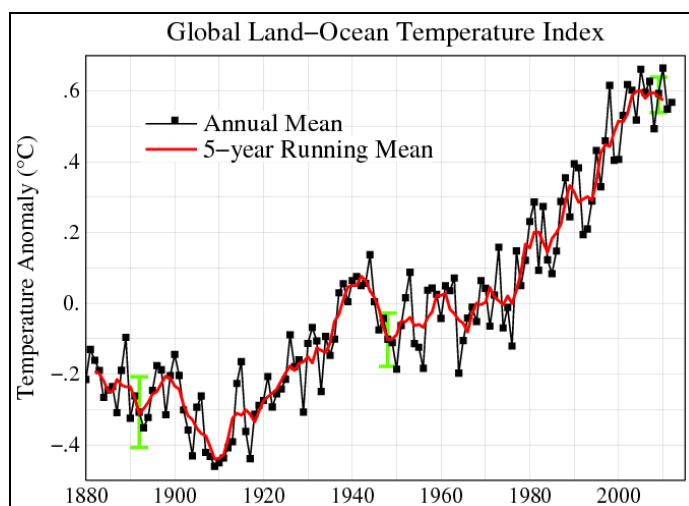


Figura 2.2: Media global del cambio de temperatura en la tierra y el mar entre 1880-2010, respecto a la media de 1951-1980. La línea negra es la media anual y la línea roja es la media móvil de 5 años. Fuente: NASA GISS

Ambos hemisferios muestran básicamente las mismas tendencias y fluctuaciones. Existen una serie de indicadores del sistema climático que son consistentes con esta tendencia, por ejemplo, se observa una retirada general de los glaciares.

El incremento de temperatura mencionado ha sido acompañado por cambio en la intensidad y frecuencia de la precipitación, registrándose desde 1900 hasta 2005 regiones más húmedas en el este de Norte América y Sudamérica, norte de Europa y norte y centro de Asia, entre otras (IPCC, 2007)

Además se registró el incremento de eventos extremos que se traducen en olas de calor, sequías, inundaciones y otros (Alexander et al., 2006; Stott et al., 2004; Frinch et al., 2002). El análisis de los cambios en extremos de temperatura diaria durante la segunda mitad del siglo XX presenta una disminución en el número de días fríos y noches frías y un aumento en el número de días cálidos y noches cálidas.

Todos estos y otros indicios son indicativos que hubo un aumento de la temperatura global en la superficie y las capas bajas de la atmósfera, que, sobre todo en los últimos 30 años, fue originado en el aumento de las concentraciones de GEI.

Sobre la base de estos resultados el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC 2001b) en su informe del año 2000 ha concluido que la tendencia al calentamiento observada en el siglo XX tiene una importante componente de origen humano.

En función de los datos observados se estima que la razón principal del incremento de la temperatura es debida a un proceso de industrialización iniciado hace siglo y medio y, en particular, la combustión de cantidades cada vez mayores de combustibles fósiles, la tala de bosques y algunos métodos de explotación agrícola. Estas actividades han aumentado el volumen de gases de efecto invernadero en la atmósfera, sobre todo de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso. Estos gases se producen naturalmente y son fundamentales para la

vida en la Tierra, pero cuando el volumen de estos gases es considerable y se va incrementando provoca un calentamiento artificial que modifica el clima.

La importancia del incremento de la concentración de CO₂ adquiere relevancia comparándola con el incremento de la temperatura media de la superficie terrestre, desde la perspectiva histórica y geológica de la citada concentración. Existe una correlación indiscutible, y por lo tanto, da una confirmación del efecto invernadero de estos gases en la dinámica de la Tierra. En la figura 2.3 se muestra la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera en los últimos 1000 años.

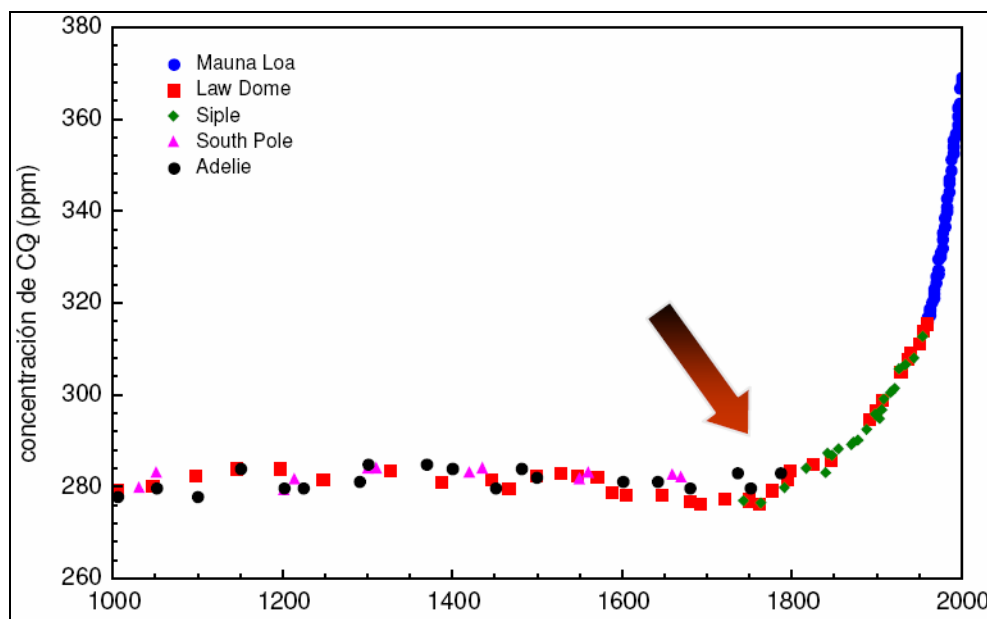


Figura 2.3: Concentración atmosférica de dióxido de carbono en los últimos 1000 años medida en varios emplazamientos indicados por símbolos. (IPCC, 2001)

En el futuro, el nivel a que llegarán las concentraciones de los GEI va a depender de varios factores cuya predicción es bastante compleja: el desarrollo económico, el crecimiento demográfico, los cambios tecnológicos y las respuestas colectivas de la humanidad para reducir o al menos disminuir la tasa de crecimiento de las emisiones.

2.3. Las tendencias climáticas en Argentina

Los sistemas y actividades que están adaptados a un clima promedio pueden verse afectados por el *Cambio climático*. En los últimos 30 a 40 años la Argentina presenta marcadas tendencias climáticas en gran parte de su territorio que se consideran asociadas, muy probablemente al cambio climático. Estas tendencias incidieron en la ocurrencia de algunos fenómenos climáticos extremos que afectaron a diversos sectores como el energético y el agropecuario. Las tendencias más notables fueron^{viii}:

- Aumento de las precipitaciones medias anuales desde los años sesenta en casi toda la Argentina a excepción de la zona oeste cordillerana y de algunas áreas del extremo sur del país. Los incrementos fueron de entre un 10% y un 40% y más pronunciados en dos áreas: el oeste de Buenos Aires y norte de la Pampa, y zonas del noreste del país y en el sur de Brasil y Uruguay.
- Aumento de la frecuencia de precipitaciones extremas en todo el centro y este de Argentina, este de Paraguay, sur de Brasil y oeste de Uruguay.
- Aumento de los caudales de los ríos y de la frecuencia de inundaciones en la cuenca del Plata, incentivado en la parte norte de la cuenca por los procesos de cambio de uso de suelo, especialmente por deforestación.
- En la zona cuyana los ríos muestran una reducción en los caudales del orden del 50% al 60% especialmente desde los años ochenta.
- En la zona del Comahue durante los últimos 20 años los caudales medios anuales disminuyeron hasta un 30% y afectaron la generación de energía hidroeléctrica que se calcula que fue un 40% menor a la que se hubiera obtenido bajo condiciones climáticas anteriores.
- Aumento de la temperatura medias en la zona cordillerana desde Colombia hasta Patagonia hasta alcanzar +1°C en la zona sur. Esto generó el ascenso de la isoterma de 0 °C y un marcado retroceso de los glaciares en 48 de los 50 glaciares.
- Aunque en el territorio extra patagónico no se modificaron las temperaturas medias, aumentaron las temperaturas medias mínimas especialmente en verano y disminuyeron las temperaturas medias máximas.

- Olas de calor en invierno en el gran Chaco y oeste argentino con afectación en las pasturas, la disponibilidad de agua e incendios rurales en algunas regiones.

2.4. Proyecciones climáticas

En términos sencillos, las representaciones del clima futuro sobre las cuales se generan proyecciones se basan en la elección de escenarios de emisiones y el modelado de datos a partir de los supuestos que estos escenarios proporcionan. Esto se desarrolla primero a gran escala, por medio de los modelos de circulación global (MCG) y posteriormente, basados en esos resultados o salidas, se procede a trabajar a nivel regional, con una mayor resolución espacial, a través de modelos climáticos regionales o de área limitada.

Un *escenario de emisiones* es una descripción coherente y plausible de un posible estado futuro (Parry y Carter, 1998). No es un pronóstico o predicción sino una imagen de cómo podría ser el futuro, basada en una serie de hipótesis lógicas e internamente coherentes sobre las relaciones claves y las fuerzas motoras. En ellos se vinculan factores como el crecimiento demográfico, el desarrollo socio-económico y el cambio tecnológico que determinan las emisiones futuras de gases de efecto invernadero (GEI) y de dióxido de azufre. A partir del conocimiento de los ciclos biogeoquímicos, se calcula la concentración que tendrían esos gases en la atmósfera y se modela su efecto sobre el clima.

Los distintos escenarios fueron elaborados por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) con proyecciones hasta el año 2100. Cada escenario representa una interpretación cuantitativa del nivel de emisiones que pueden generar las diferentes relaciones posibles entre los factores determinantes mencionados. Así, se llega a establecer una agrupación de cuatro líneas evolutivas diferentes: A1, A2, B1 y B2 (figura 2.4)

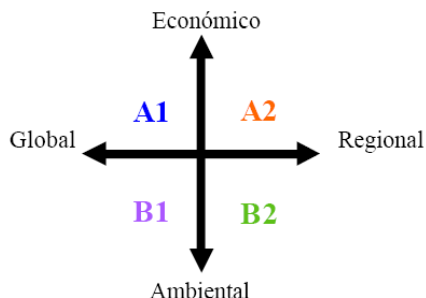


Figura 2.4: Esquema de dos de las dimensiones involucradas en los cuatro escenarios de misiones SRES propuestos por el IPCC.

Un escenario contiene necesariamente elementos subjetivos y se presta a diferentes interpretaciones. El IPCC, en su informe especial sobre el tema, no le asigna probabilidades de ocurrencia ni preferencia a ninguna línea evolutiva o escenario en particular. Aunque son útiles para analizar el cambio climático, el mismo informe asume que la posibilidad de que las emisiones evolucionen tal como se describe en alguno de estos escenarios es muy remota (Nakicenovic et al., 2000).

Los *Modelos Climáticos Globales* (MCG) están basados en leyes físicas que describen el transporte tridimensional de masa y energía sobre el planeta. Se consideran las herramientas más confiables disponibles actualmente para simular la respuesta del sistema climático global frente a cambios en la composición de la atmósfera.

El único método hoy aceptado para hacer proyecciones climáticas es utilizar los resultados de los modelos climáticos globales (MCGs) alimentados por las proyecciones de emisiones de GEI. El método más simple es utilizar las salidas provistas por los MCGs en la región de estudio. Aunque este método presenta varias dificultades con respecto a su confiabilidad debido a la baja resolución espacial de los MCGs, en las condiciones actuales ofrece la ventaja que al disponerse de un buen número de modelos que representan aproximadamente el clima regional, su promedio puede reducir las incertidumbres asociadas a los resultados individuales de un solo modelo. Los escenarios climáticos son presentados como diferencias con las condiciones presentes, en este caso de la década de

1990, para sortear la dificultad de los grandes errores sistemáticos de los modelos en los campos medios, Figura 2.5.

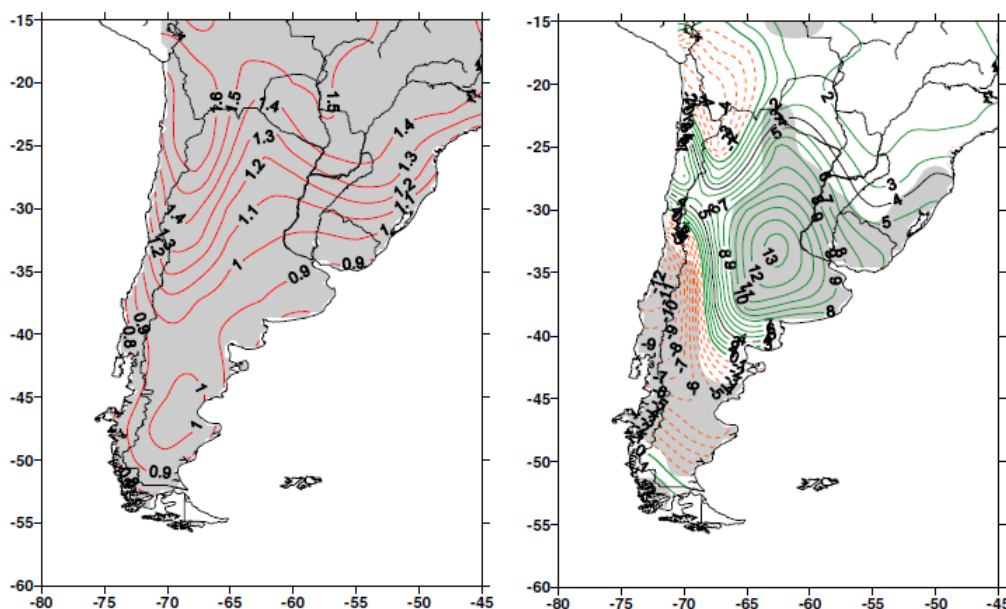


Figura 2.5: Cambio de temperatura anual (°C) izquierda y de precipitación (mm/día) a la derecha para el período 2020-40 respecto de 1961-1990 para el escenario A1b, ensamble de 9 MCGs en la temperatura y de 14 MCGs en la precipitación. (Camilloni et al., 2006)

La baja resolución de los MCG impide la adecuada simulación en las áreas cercanas a la cordillera y en la Patagonia, debido a que la orografía no está bien representada y afecta la precipitación. Entre los *Modelos Climáticos Regionales* más ampliamente difundidos se encuentra el MM5/CIMA que fue utilizado para el desarrollo de escenarios climáticos dentro de los estudios para la Segunda Comunicación Nacional.

El modelo global HadCM3 desarrollado por el Hadley Centre, UK es el que mejor representa el clima en el sur de Sudamérica entre los modelos usados por el IPCC (Camilloni y Bidegain, 2005).

El modelo MM5-CIMA fue anidado en el modelo del Hadley Centre HadCM3 y produjo escenarios para el periodo 2080/2090 para los escenarios A2 y B2. Los cambios esperados en la temperatura media para fines de siglo XXI se muestran en la Figura 2.6.

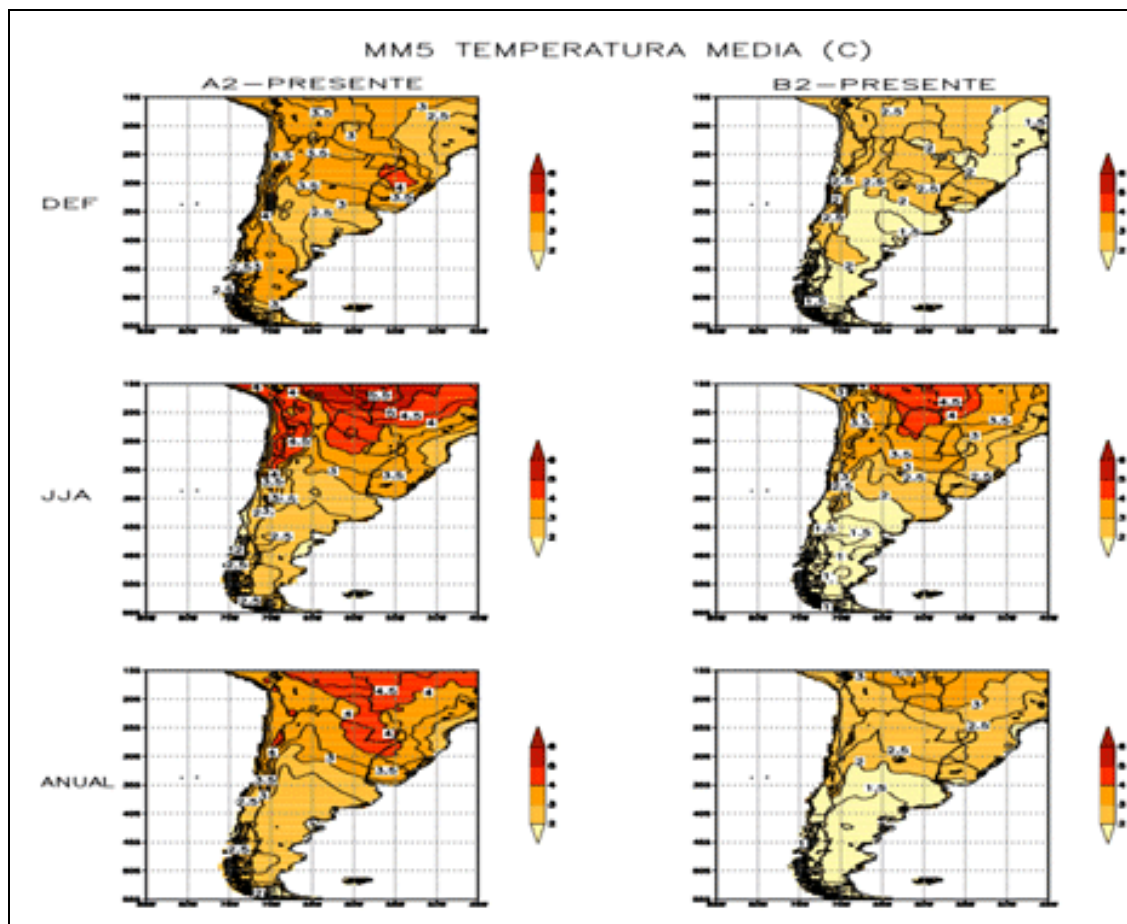


Figura 2.6: Cambio de temperatura media de superficie (° C) para verano, invierno y anual para el período 2080-90 respecto de 1991-2000 para el escenario A2 izquierda y B2 derecha (Nuñez et al., 2006)

En la figura 2.7 se presentan los cambios en la precipitación para el periodo 2080-2090.

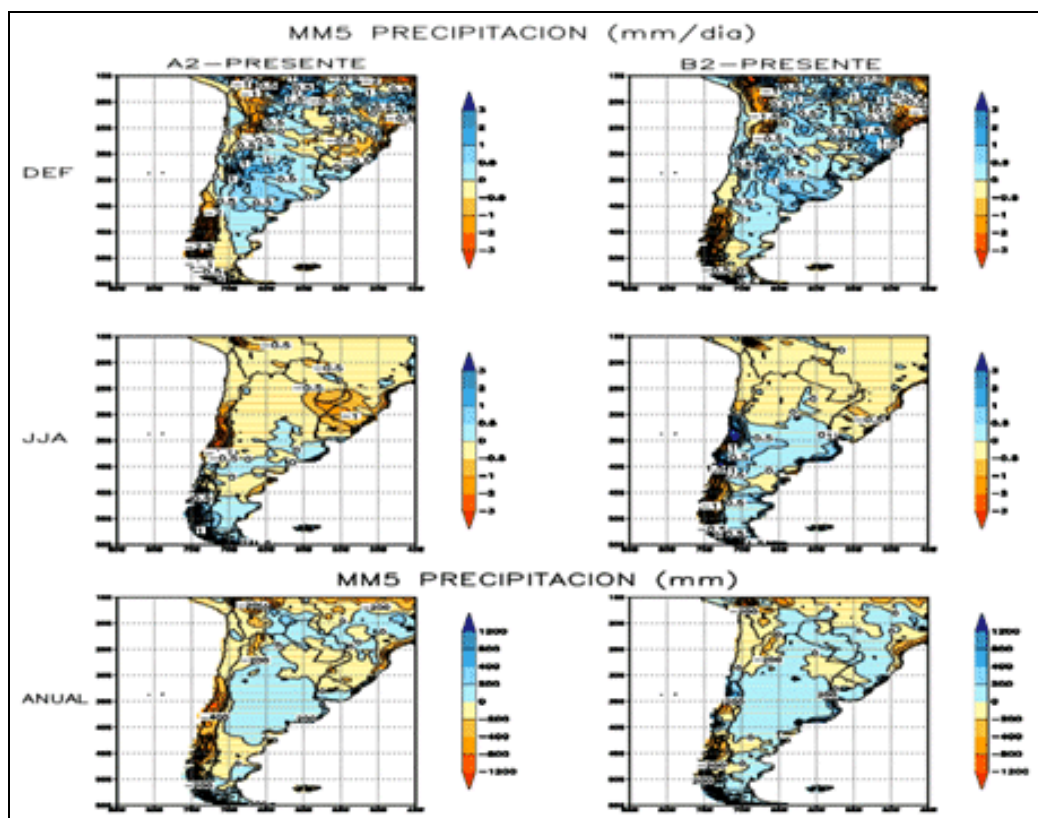


Figura 2.7: Cambio de precipitación (mm/día) para verano, invierno y anual para el período 2080-90 respecto de 1991-2000 para el escenario A2 izquierda y B2 derecha (Nuñez et al., 2006)

En la figura 2.8 se muestran los resultados del modelo MM5-CIMA para un horizonte más cercano 2020-2040, centrado en la Patagonia y en la zona cordillerana-chilena por ser estas las zonas donde los MCGs no representan adecuadamente ni siquiera el orden de magnitud de las precipitaciones.

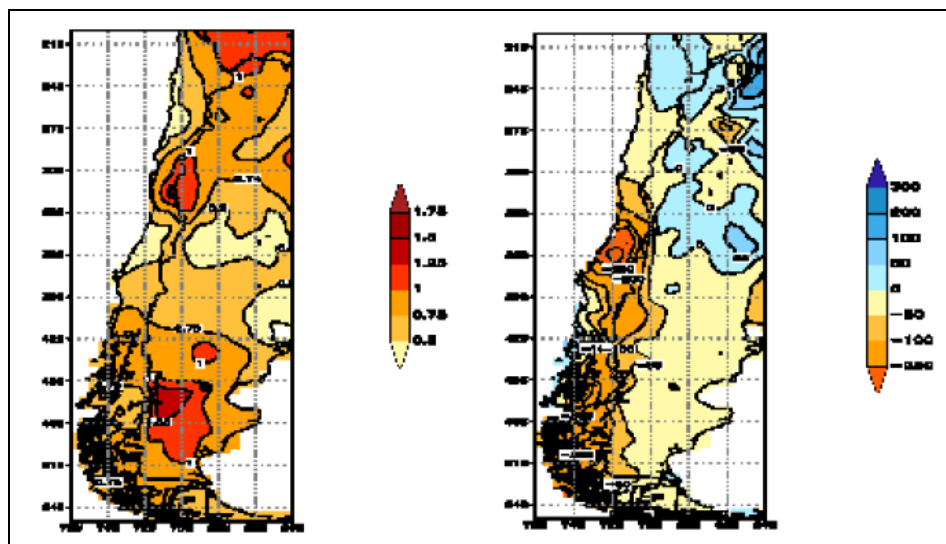


Figura 2.8: Cambios en 2020/2040 respecto de 1980/1990. Temperatura media anual ($^{\circ}$ C) izquierda. Precipitación (mm), derecha para el escenario A2 del IPCC. Modelo MM5-CIMA. (Nuñez et al., 2006).

2.5. Cambios proyectados para la Argentina

Existe un elevado nivel de incertidumbre asociado a la proyección de tendencias climáticas futuras, va de menor a mayor si nos referimos a la temperatura, precipitación o eventos climáticos extremos.

Esta incertidumbre está vinculada por un lado con la escasez de datos climáticos sobre algunas regiones del país, por ejemplo en el área cordillerana, que impide tener un panorama más ajustado sobre la variabilidad climática pasada y la situación presente. Por otro lado, cuestiones metodológicas en la medida que los modelos climáticos que se utilizan para generar proyecciones aun no pueden representar adecuadamente el clima presente y tampoco el futuro.

Estos niveles de incertidumbre se trasladan luego a la simulación o modelado de otras variables que dependen del clima como el balance hídrico los caudales de los ríos, los hidrogramas y el retroceso de los glaciares. Más allá de estos niveles de incertidumbre en

términos generales analizando los distintos estudios realizados en Argentina se espera que los cambios en el clima a escala regional se caractericen por:

- Aumento de temperatura media en todo el país, más marcado en el norte del país.
- Disminución de las precipitaciones medias en la zona cordillerana
- Mayor frecuencia de eventos extremos en todo el país
- Continuidad en el retroceso de los glaciares
- Aumento en el nivel del mar y del Río de la Plata
- Ascenso continuado de la isoterma de 0°C en la zona cordillerana

Regionalmente se esperan los siguientes cambios:

- En el centro, este y norte de Argentina los modelos dan resultados disímiles en la precipitación media anual aunque los estudios indican que no habría cambios importantes
- En el norte del país los escenarios de alta resolución generados con el modelo climático regional MM5/CIMA muestran un aumento de más de 1°C para el periodo 2020/2040 e indican aumentos máximos de entre 3 °C y 4 °C para 2081/2090. Los mayores aumentos estarían previstos para primavera.
- Debido a las mayores temperaturas se espera un aumento de la evaporación y como no se proyectan grandes cambios en la precipitación es probable que esto conduzca hacia una mayor aridez en una vasta zona del norte y centro del país. En consecuencia, aumentaría el estrés hídrico particularmente, en invierno cuando las precipitaciones son más escasas.
- El aumento de las temperaturas a futuro se espera que provoque problemas en la provisión de agua potable.
- También se prevé un aumento en la frecuencia e intensidad de olas de calor, con impactos más intensos en zonas urbanas, debido a efectos sinérgicos. Esto generaría una mayor demanda de electricidad para refrigeración.
- Se prevé que la disminución de las lluvias en el oeste del país tenga efectos diferenciales en Cuyo y en el noroeste de la Patagonia. En la primera, se podría esperar una crisis en el recurso agua, con impactos fuertes en el sector agrícola, que es el principal consumidor, pero también en la disponibilidad de agua para uso domiciliario. En la Patagonia, a

pesar de la disminución en los caudales de los ríos (30% en los ríos Colorado y Negro) no se prevé afectación en el suministro de agua para riego o para consumo humano.

- En la zona metropolitana de Buenos Aires no se prevé que el aumento en el nivel del mar y del Río de la Plata genere inundaciones permanentes pero si un incremento en las ondas de tormenta máximas de las sudestadas y su mayor extensión territorial.

3. Desarrollo del escenario de demanda base o BAU

En el presente capítulo se analizará la demanda de energía eléctrica. Se define el escenario BAU “Business As Usual” en donde no se producen grandes cambios socioeconómicos y las costumbres y usos de los consumidores energéticos permanecen relativamente constantes. El objetivo de plantear un escenario BAU es comparar en el siguiente capítulo los resultados obtenidos, con los de un escenario de demanda que tenga en cuenta el cambio climático “ECC”.

3.1. Proyecciones de demanda energética – Metodología MAED

La herramienta utilizada en el presente estudio es el Modelo para el Análisis de Demanda de Energía “MAED^{ix}”, desarrollado por el Organismo Internacional de Energía Atómica. Con el modelo MAED se realizan proyecciones de la demanda de combustibles fósiles y de la demanda de energía eléctrica. En este caso solo se utilizará a la herramienta para calcular la demanda de electricidad dado el alcance de este trabajo. El modelo analiza la demanda energética dividiendo los sectores de consumo en Residencial, Industrial, Transporte y Servicios.

Características generales del modelo MAED:

- Fue diseñado para establecer la demanda en términos de energía útil⁴, con el propósito de estudiar la sustitución de combustibles, en los casos en que esto sea factible.
- Los datos de salida del modelo están expresados en términos de energía final, y están divididos por sectores de consumo, lo que permite su comparación con los Balances Energéticos tradicionales.
- El consumo de combustibles fósiles se carga en forma desagregada para cada sector de consumo según el tipo de energía, pero los resultados no son desagregados en (gas natural, gas oil, nafta, etc.) sino por el contrario, el modelo los agrega, para diferenciarlos

⁴ Se entiende por energía útil, por ejemplo, la requerida por el proceso de cocción de un alimento determinado, y por energía final la consumida efectivamente por el equipo para cocinarlo; incluyendo las pérdidas en la transformación.

de los combustibles modernos y menos contaminantes, como la electricidad, la biomasa y otros energéticos de fuentes renovables.

- El precio de las diferentes formas de energía no está explícitamente considerado en el análisis MAED, esta es una variable exógena tenida en cuenta al momento de plantear los escenarios.
- El MAED es aplicable para análisis en el mediano y largo plazo⁵.
- Se trata de un modelo de simulación y no de optimización como suelen ser los modelos de oferta, y se basa en la proyección de escenarios, analizando el comportamiento de los sectores de consumo (Transporte, Servicios, Residencial e Industrial) ante la variación de ciertos indicadores, como el del PBI esperado para dichos sectores o la demografía.

Selección del año base y horizonte de análisis

Para realizar un estudio de demanda es necesario definir un punto de partida o “año base”, seleccionándose en este caso particular el año 2010. Esta selección se basa en que en este año hubo una considerable estabilidad económica en el país, y una mayor disponibilidad de información energética y de las variables socioeconómicas requeridas por el modelo.

Desde el punto de vista energético se utilizó el Balance Energético Nacional^x “BEN” del año 2010 como punto de partida, y se tuvieron en cuenta los BEN de años anteriores para analizar el comportamiento de la demanda histórica y su tendencia.

El horizonte de estudio se fijó en el año 2035 en relación con las proyecciones de Cambio Climático descriptas en el punto 2.5.

⁵ Mediano plazo comprende proyecciones entre 10 a 25 años, largo plazo comprende a partir de 25 años en adelante

3.1.1. Definición del escenario BAU.

La definición de un escenario de demanda consta de 3 conjuntos de variables: la economía, la demografía y las variables propias de los sectores de consumo representadas por el tipo de uso que se le da a la energía por sector.

A continuación se definen, a grandes rasgos, las variables estimadas para el escenario BAU.

Proyecciones demográficas:

Al momento de realizar el escenario no se contaba con las proyecciones del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, actualizadas luego del censo 2010. En base al comportamiento histórico se estimó el crecimiento poblacional que se observa en la Tabla 3.1.

Año	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Población (millón)	40,177	42,200	44,124	46,013	47,901	49,790
Tasa de crec. Pob.		0,987	0,878	0,842	0,807	0,777

Tabla 3.1: Proyección estimada de la población en Argentina 2010-2035

Este escenario plantea un incremento de la población en grandes ciudades y del incremento de la fuerza laboral activa en un 9% y un 4,4% respectivamente entre el año 2010 y el año 2035.

Proyección de la economía:

A diferencia de la demografía, la variabilidad de la economía hace más difícil estimar cómo puede comportarse a futuro la actividad económica. La Figura 3.1 describe esta variabilidad histórica del PBI desde el año 1993 al 2012, expresado en pesos constantes de 1993, la línea naranja describe el promedio anual.

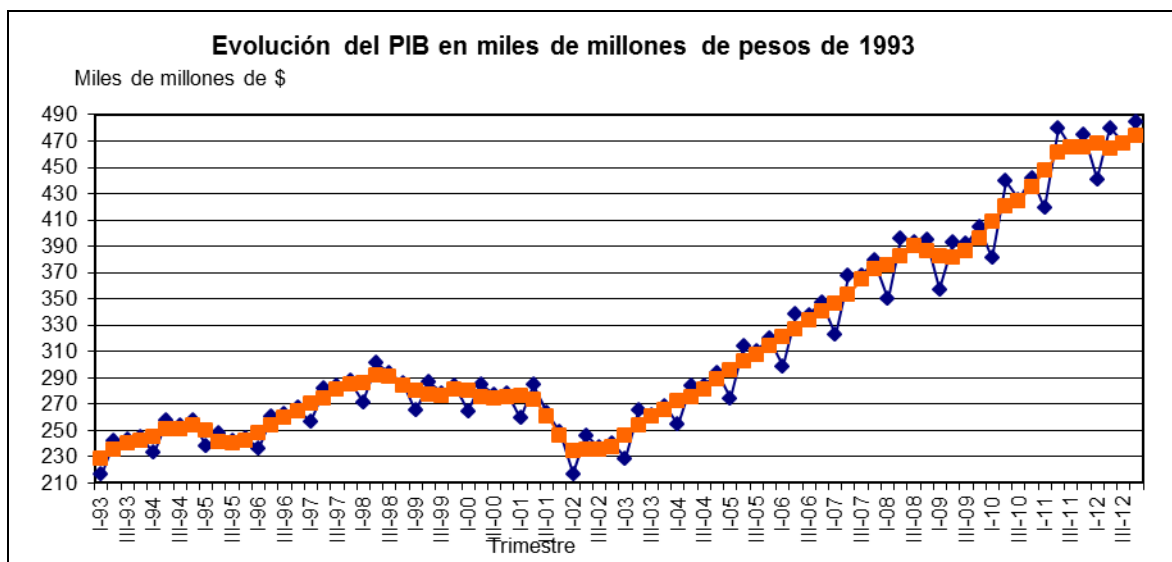


Figura 3.1: Evolución de la economía en Argentina período 1993-2012. Fuente INDEC

Para la determinación de las tasas de crecimiento del escenario BAU se consideró una evolución económica consecuente con la “teoría de los ciclos económicos” analizada por economistas tales como Kitchin, Schumpeter y Kondratieff (Schumpeter, J. (1935). Análisis del cambio económico. En F. d. Económica, Ensayos sobre el ciclo económico), los cuales asignan diferentes períodos para sus teorías. Debido a que los ciclos económicos son irregulares con recurrentes períodos de expansión y contracción que no tienen lapsos fijos, en tiempos de prosperidad se desarrolla un optimismo especulativo mientras aumenta el volumen de crédito, hasta que los beneficios producidos no pueden costearlo, momento en que los impagos generan la crisis. El resultado es una contracción del préstamo, incluso para aquellas empresas que sí pueden pagarlo, y en ese momento la economía entra en recesión. Por este motivo no se puede considerar una tasa de crecimiento anual sostenida en el tiempo de la economía nacional y resulta razonable considerar una tasa decreciente en el tiempo.

En base a esto la estimación de crecimiento de la economía se puede ver en la siguiente Tabla 3.2

Años	2010	2015	2020	2025	2030	2035
PBI [mil millones \$]	422,13	562,43	645,67	730,52	824,50	928,30
Tasa de crec. anual del PBI	6,30	5,91	2,80	2,50	2,45	2,40

Tabla 3.2: Evolución estimada de la economía en Argentina 2010-2035

Cabe destacar que la participación de los sectores económicos en el PBI se considera constante en el escenario BAU.

Proyección de la actividad de los sectores de consumo

A continuación se describen los escenarios planteados para los sectores de consumo:

- **Sector residencial:** para este sector estima un incremento de la demanda de energía eléctrica per cápita del 6,5% en los usos de confort⁶ al año 2035, lo cual plantea un escenario de demanda mínima para este sector.

Se incrementa la participación de los departamentos en el tipo de vivienda en un 4% al final de período de estudio, por migración de los trabajadores a las grandes ciudades.

La penetración de la energía eléctrica por uso se mantiene constante al igual que el resto de los factores de consumo.

- **Sector Industrial y servicios**

La intensidad energética anual en estos dos sectores importantes de la economía se mantiene constante a lo largo de todo el período de estudio, esto significa en primera instancia que no habría un ahorro mayor al actual de energía eléctrica a través de la eficiencia energética y uso racional de la energía en estos sectores. Este

⁶ Los usos de confort se definen como aquellos que hacen del entretenimiento del usuario y acondicionamiento del hogar.

escenario se plantea con la intención de simplificar el análisis relacionando la demanda eléctrica principalmente con la actividad económica.

- **Sector transporte**

La demanda de energía eléctrica en el transporte es casi despreciable, frente al total de la demanda energética de este sector (solo el 0,37%), dado que solo algunos trenes de pasajeros, la red de subterráneos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y unos pocos trolebús en Córdoba capital y en la ciudad de Rosario la requieren.

La participación por medio de transporte de mantiene constante, como también las eficiencias de las tecnologías empleadas.

“El sector transporte demandó durante el año 2010 un 0,4% de electricidad, 14,2% de GNC, 81,9% de combustibles fósiles líquidos, y 3,5% de biocombustibles (etanol y biodiesel)”.

3.1.2. Resultados obtenidos en el escenario BAU

De los datos obtenidos se puede apreciar que el sector productivo que más demanda energía eléctrica es el Industrial y luego, muy por debajo, el sector servicios. Esto es coherente en función del tipo de uso que se le da a la energía en esos sectores. En el caso del sector residencial, si bien se proyecta un incremento en la calidad de vida de la población, este incremento en la demanda energética es inferior al ocurrido en el sector servicios durante el mismo período. Como se indicó previamente la demanda del sector transporte es despreciable desde el punto de vista eléctrico a nivel nacional.

En términos generales la demanda de energía eléctrica crece un 88% a lo largo del periodo considerado para el escenario BAU.

En la Figura 3.2 se puede apreciar la evolución de la demanda eléctrica por sectores, correspondiente al escenario BAU planteado.

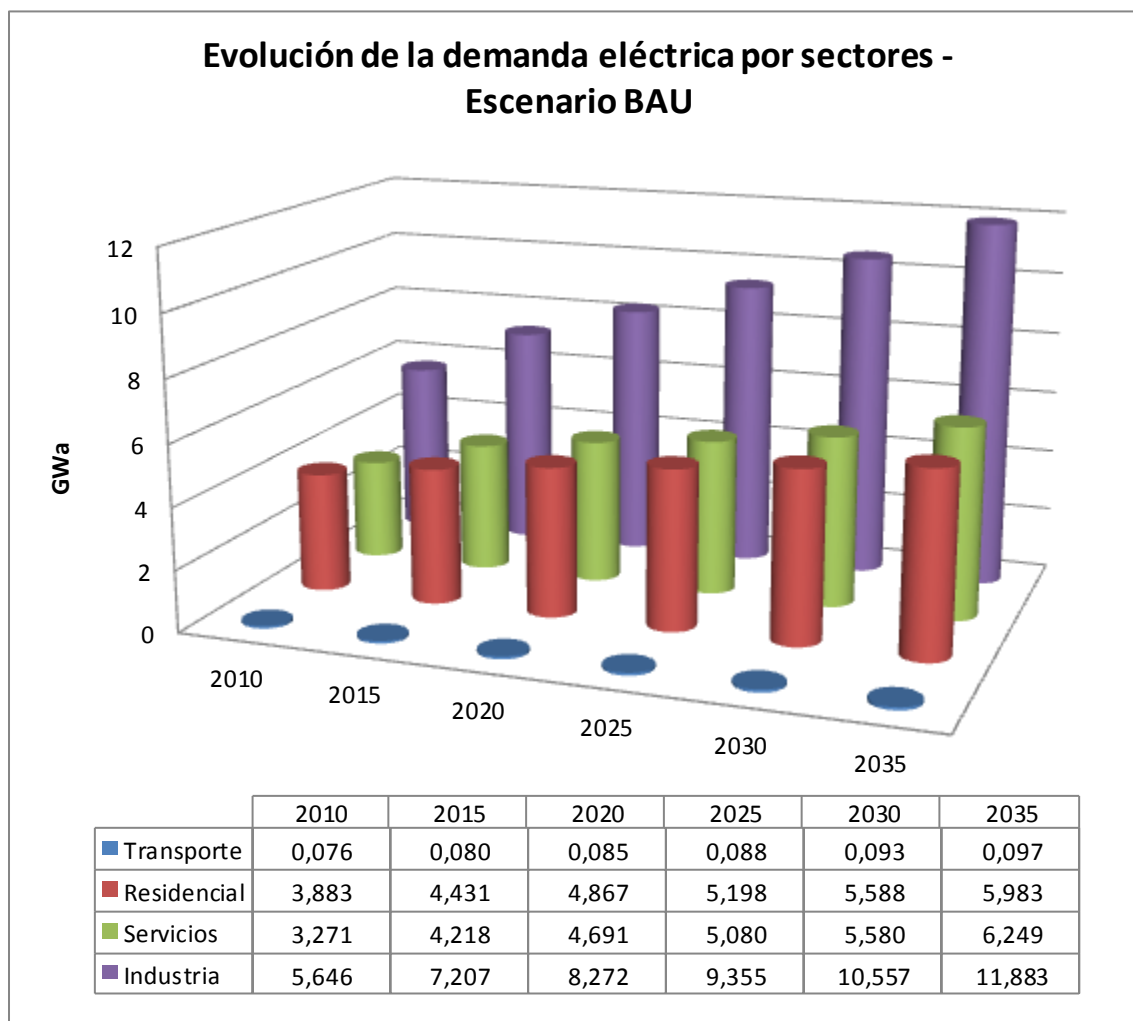


Figura 3.2: Proyección de la demanda eléctrica por sectores de consumo – Escenario BAU

4. Relación entre temperatura y demanda de energía eléctrica.

Actualmente el organismo encargado del despacho de energía eléctrica para abastecer el mercado es la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A. (CAMMESA)^{xi}. Esta compañía tiene en cuenta dos importantes variables para hacer pronósticos sobre la evolución de la demanda, una temporal y otra climática.

La primera variable hace referencia a la hora del día y al día de la semana, debido a que existe una diferencia en la demanda durante el día, la cual a su vez difiere entre días laborales, sábado, domingo y días feriados.

La segunda variable hace referencia a la temperatura del día, pues el despacho de energía eléctrica aumenta en función del apartamiento de la temperatura respecto del rango de las temperaturas de confort (entre 10°C y 26 °C) definida por CAMMESA. Esto último refleja que la temperatura es una variable importante en el comportamiento de la demanda.

En la Figura 4.1 se puede observar un gráfico del seguimiento de la demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que realiza CAMMESA en función del día y hora para un día en particular. En la Figura 4.2 se presenta la variación de temperatura durante el mismo día en donde se pueden apreciar los valores monitoreados.

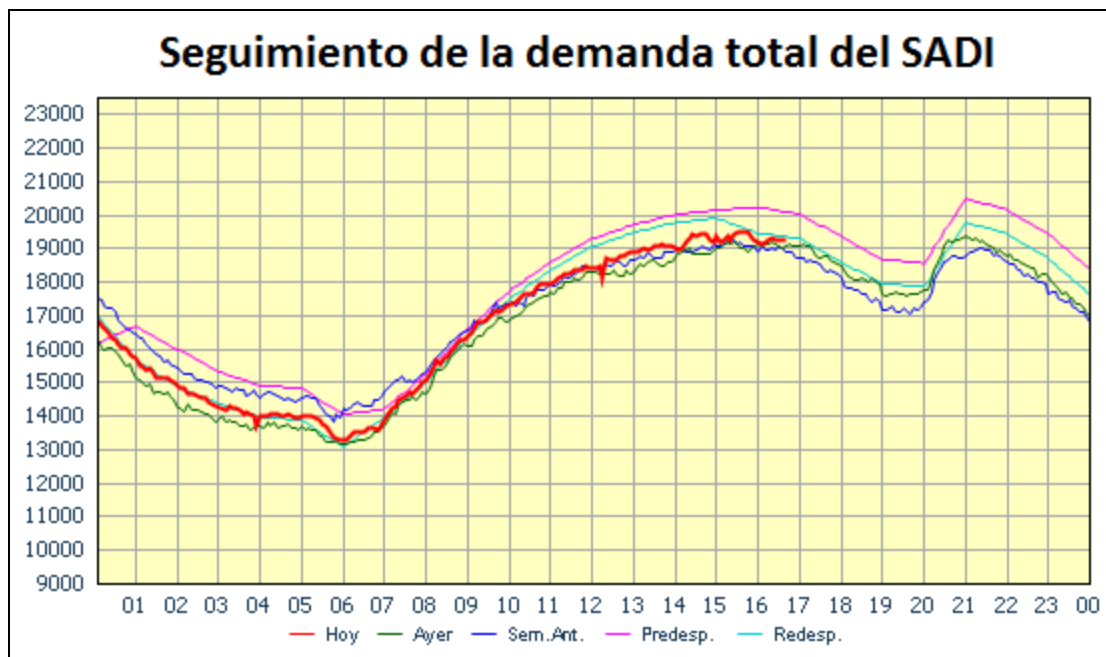


Figura 4.1: Demanda del SADI (MW), día 12/12/2013, 16:55 hs. Fuente CAMMESA.

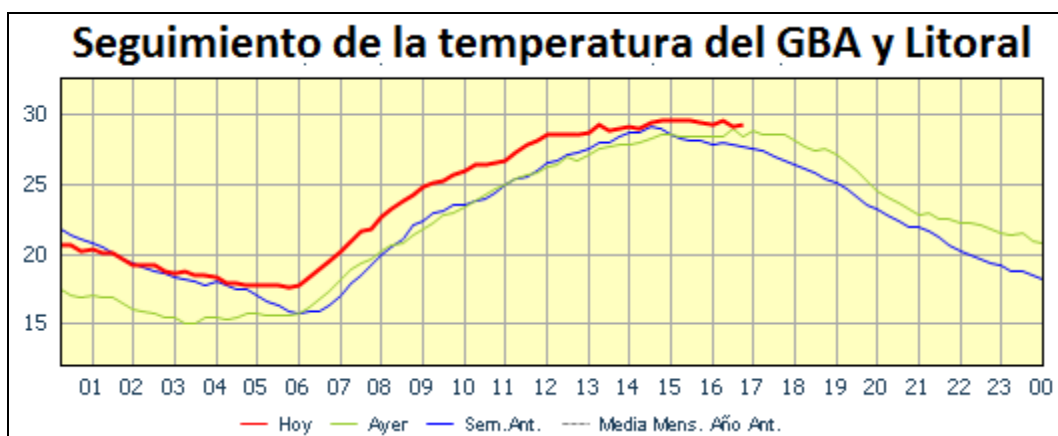


Figura 4.2: Temperatura promedio GBA y Litoral (°C), día 12/12/2013, 16:55 hs. Fuente CAMMESA.

Argentina, en función de su posición geográfica, posee las 4 estaciones del año bien definidas. La demanda de energía en el país varía de acuerdo a las temperaturas típicas de cada estación (figura 4.3).

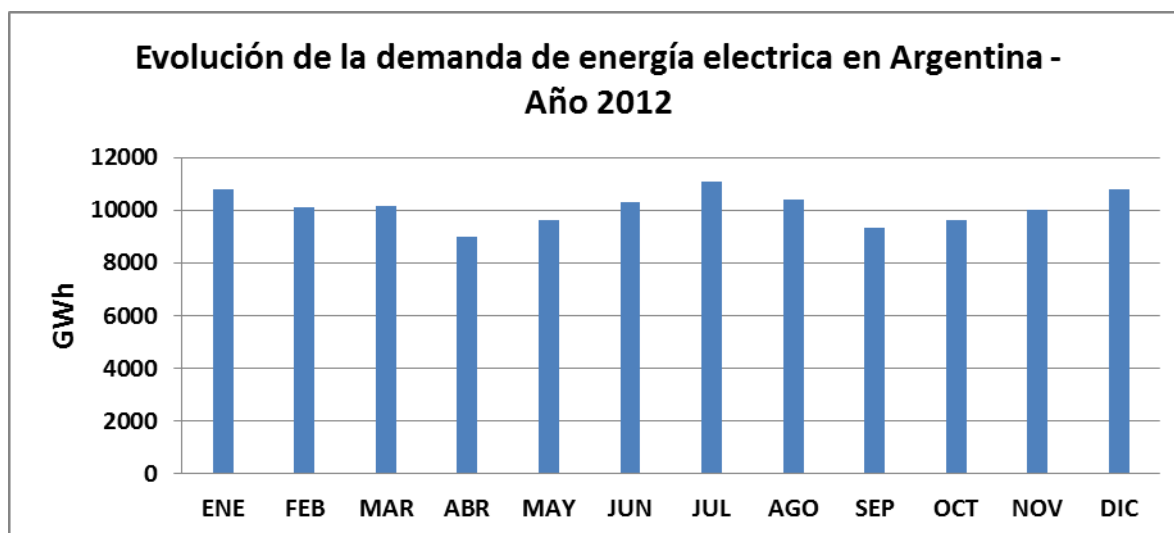


Figura 4.3: Demanda de energía eléctrica por mes, año 2012. Fuente CAMMESA

Se observa que los picos de demanda mensual se registran en verano e invierno. En verano la población se refrigera mediante el uso de equipos de aire acondicionado (EAA) y ventiladores, mientras que durante el invierno se calefacciona usando el modo calefacción de los mismos (en aquellos equipos que posean esta función); estufas eléctricas y estufas a gas. Las altas temperaturas durante el verano como las bajas en invierno generan un importante incremento en la demanda eléctrica con valores similares de consumo (figura 4.3). La diferencia entre ambos períodos es que la cantidad de días con bajas temperaturas en invierno, es menor respecto al número de días con altas temperaturas en verano, y por consiguiente es menor la cantidad de días que los equipos eléctricos utilizados para calefaccionar están encendidos.

Es importante destacar, además, las tendencias negativas en la cantidad de días fríos y positivas en la cantidad de días calurosos que se observan en los últimos años. Esto puede observarse en las Figuras 4.4 y 4.5, las que muestran la cantidad de días y la tendencia desde el año 1945 hasta el presente.

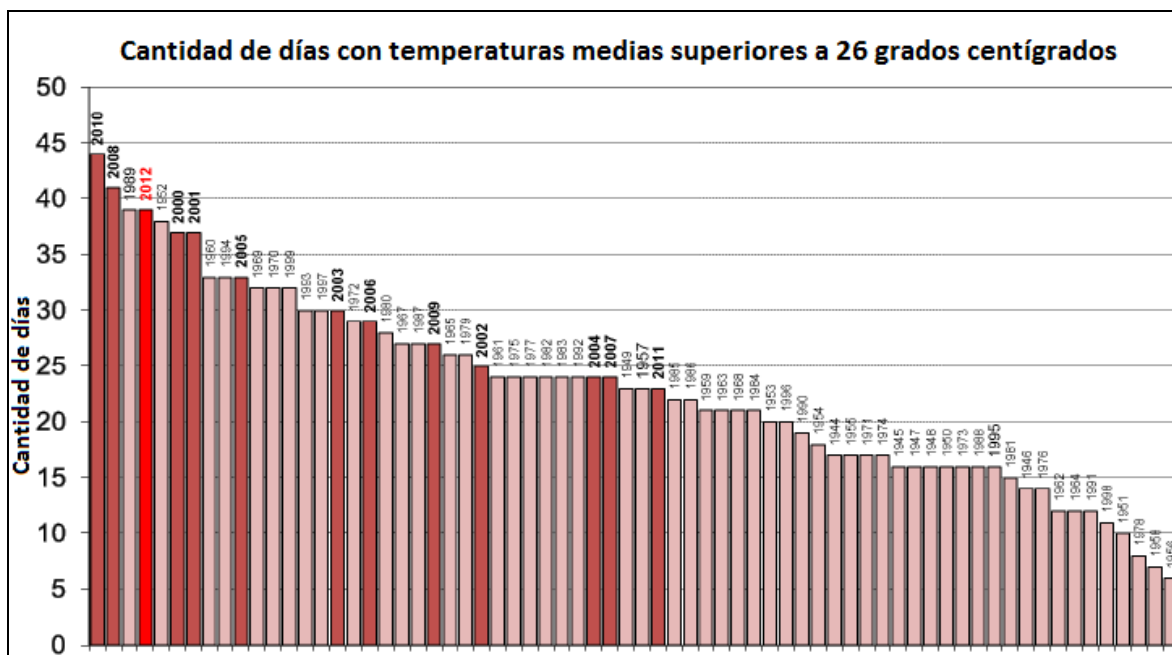


Figura 4.4: Cantidad de días con temperaturas mayores a 26 °C por año – Fuente CAMMESA

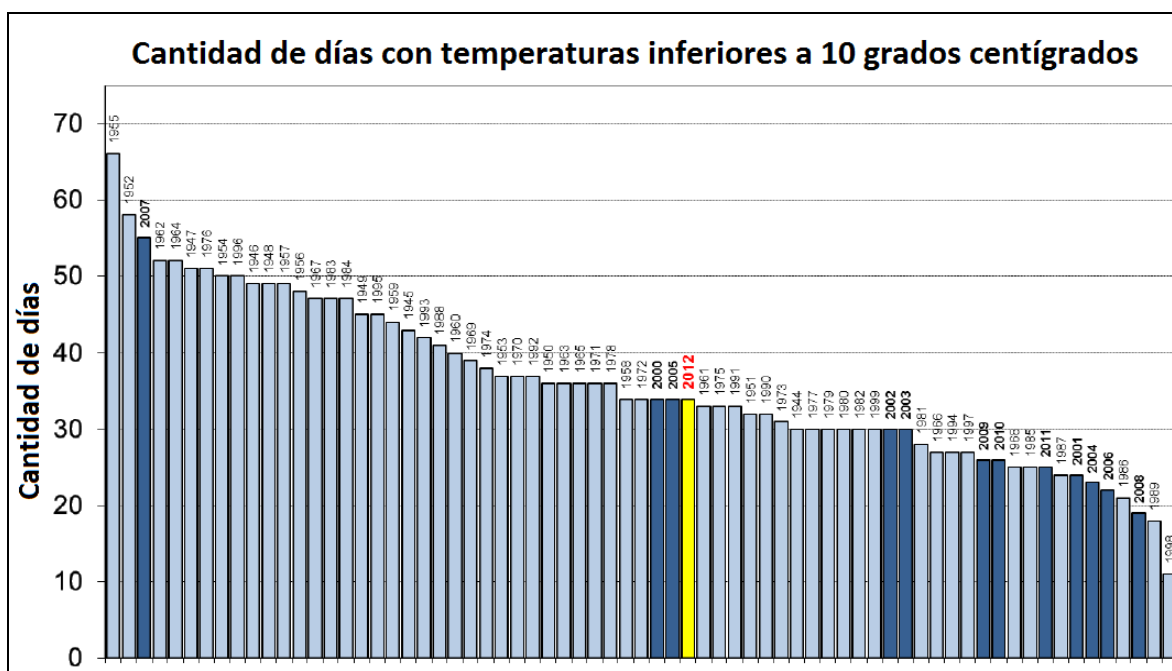


Figura 4.5: Cantidad de días con temperaturas medias menores a 10 °C por año – Fuente CAMMESA

De las figuras 4.4 y 4.5 se desprende que, el año base elegido para el estudio, coincide con el año con mayor número de temperaturas por encima de los 26°C y uno de los que tuvo menor cantidad de días con temperatura por debajo de los 10°C. Se ve

también, indicado con barras más oscuras, la tendencia mencionada anteriormente desde el año 2000 al 2012.

4.1. Estimación del impacto del calentamiento global en la demanda de energía eléctrica por uso de equipos de aire acondicionado.

Sector residencial

En los últimos años los EAA en el país pasaron de ser considerados un equipamiento de lujo a ser un elemento más en el hogar. Esto es en parte por la aparición de los modelos del tipo SPLIT más económicos y de fácil instalación y a las facilidades crediticias para la adquisición de equipamiento del hogar, que hacen que sean accesibles para el público en su mayoría.

En la figura 4.6 se muestra la participación de los EAA en el consumo de electricidad total en el sector residencial.

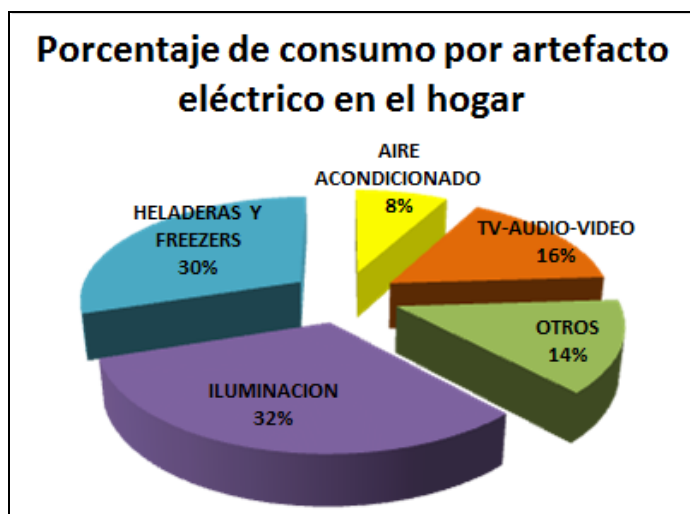


Figura 4.6: Participación de la electricidad en el hogar

Fuente Sec. de Energía de la Nación

Si bien el consumo de los EAA durante el año no parece ser relevante frente al resto del equipamiento, hay que tener en cuenta que estos no se usan durante todo el año, sin

embargo si se analiza la participación en la demanda de energía diaria cuando las temperaturas son altas, esta pasa a ser significativa. En la figura 4.7 se puede apreciar que durante las horas de mayor temperatura de un día de verano, se deben despachar 5000 MW para cubrir la demanda de los EAA, lo que equivale a casi el 25% de la potencia despachada en ese momento del día.

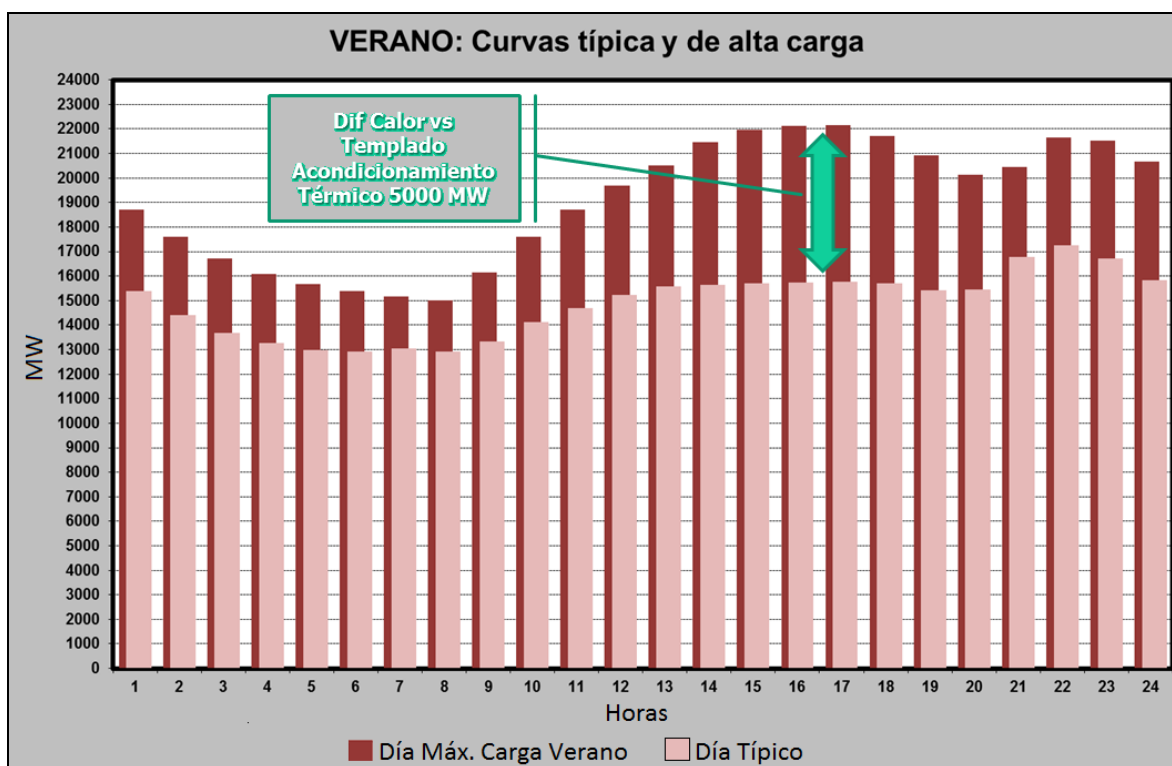


Figura 4.7: Influencia de los equipos de aire acondicionado en la demanda de energía durante un día de verano. Fuente CAMMESA.

Por lo tanto para analizar la influencia de los EAA en un escenario de demanda energética, es importante intentar comprender como es su nivel de actividad durante el año. En función de los datos observados en las Figuras 4.4 y 4.5, los EAA se utilizarían por altas temperaturas en un 65% del tiempo y por bajas temperaturas en un 35%. Si además tenemos en cuenta que en invierno existen otras opciones de calefacción eléctricas de uso masivo, por su bajo costo como las estufas eléctricas o caloductores, se puede suponer para este estudio que durante el tercio del tiempo que se encienden los EAA para calefaccionar, estos demandan la mitad de la energía requerida para calefacción durante el invierno. El

resto de la demanda durante el invierno depende de otros electrodomésticos (distintos tipos de estufas eléctricas). Podríamos decir que el aire acondicionado funcionaría 2/3 del tiempo en verano y 1/3 del tiempo en invierno, y con ese tercio en invierno demandaría la mitad de la energía para la calefacción. Se infiere entonces que del 8% anual que demanda el aire acondicionado para uso residencial, el 75% corresponde al uso por altas temperaturas, por tal razón se analiza el impacto en la demanda el aire acondicionado en verano.

Según datos de la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC)^{xii} durante el año 2010 se vendieron 1 millón de equipos de EAA y desde el año 2005 al año 2010 se vendieron 4 millones. Dado que no contamos con el número total de Equipos de AA instalados se estima un número de Equipos de Aire Acondicionado Equivalente (EAAE). Los EAAE representan equipos de aire acondicionado promedio. El número de EAAE se calcula en función del total de energía eléctrica demandada por los aires acondicionados en el año base, a través de la estimación de su consumo horario y las horas anuales que estos se encuentran operativos. A continuación se procede a calcular los EAAE:

La cantidad de EAAE surge del cálculo de la cantidad de horas que están en funcionamiento durante el año, que en este caso dependerá de la temperatura media registrada durante el año 2010 (Figura 4.8).

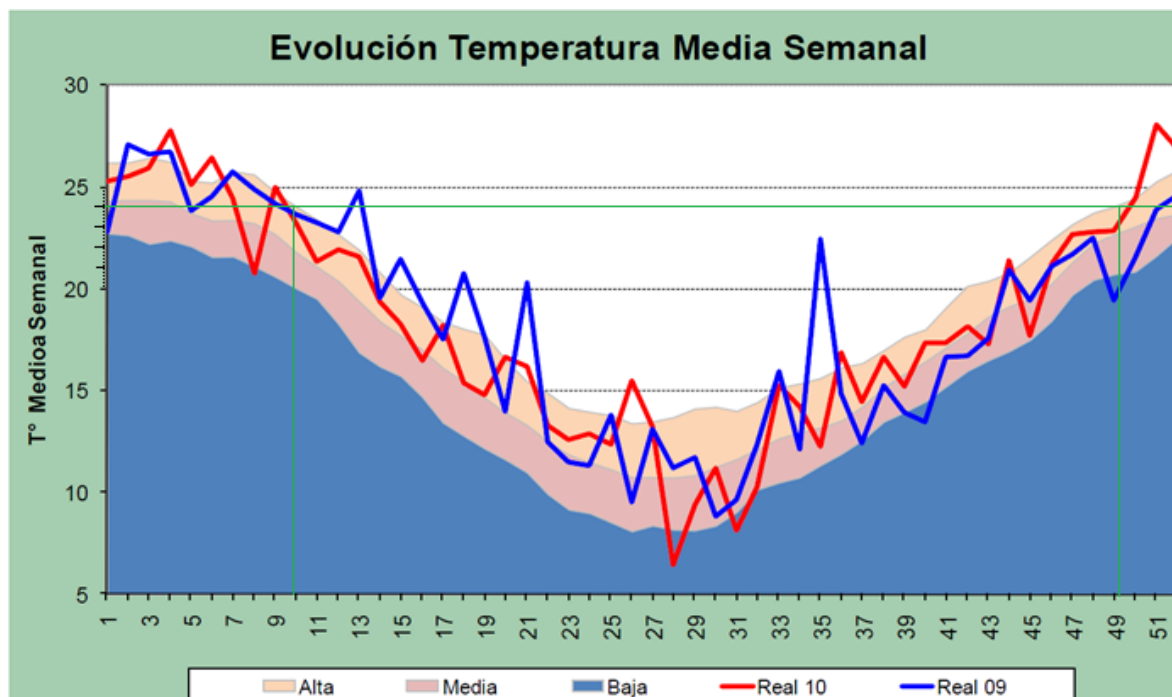


Figura 4.8: Evolución de la temperatura año 2010 - Elaboración propia mediante datos de CAMMESA.

Como se comentó previamente, CAMMESA plantea una temperatura de confort entre los 10 °C y los 26°C. Dado que esto es estimativo y depende entre otras cosas de la humedad ambiente, para este estudio en particular se adopta que la temperatura máxima de confort es 24 °C.

En base a la figura se puede definir la cantidad de semanas que estarán en funcionamiento los EAAE, siendo aquellas en que la temperatura media superó los 24°C definidos en este estudio como la temperatura máxima de confort (línea verde). Una vez estimada la cantidad de semanas se define la cantidad de horas en que los EAAE estarán encendidos por semana, esto se describe en la Tabla 4.1:

Horas totales por día de la semana en que los EAAE están encendidos							Total
Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Semana
10	6	6	6	6	6	10	50

Tabla 4.1: Horas de la semana requeridas para refrigeración en el hogar estimadas

Siendo 13 las semanas en las que se usan los EAAE, 50 las horas en que están encendidos, teniendo en cuenta que la demanda de energía residencial en el año 2010 fue de 3,90 GWh^x (6% corresponde a los EAA durante el verano) y, adoptando para el cálculo un EAAE medio de 3000 frigorías y 935 W/h de consumo, resulta que para el año 2010 el número de EAAE es 3.380.452 unidades.

De esta manera podemos decir que existe un EAAE cada 12 habitantes aproximadamente en el país en el año base. Si se proyecta entonces un incremento tal que consideramos un EAAE por cada 4 habitantes, la participación al 2035 de los EAAE será del 14,43% de la demanda residencial para el escenario BAU.

Entonces en base a los escenarios presentados en el punto 2.5 *¿qué pasaría si al año 2035 la temperatura media se incrementa en 1°C, debido al calentamiento global?*. Para contestar la pregunta se plantea un escenario de Cambio climático (ECC) el cual plantea un incremento gradual de la temperatura media hasta alcanzar un incremento de 1 °C para el año 2035.

Antes de analizar esa pregunta, es importante recordar que el año base elegido para el estudio, coincide con el año en el que se registró mayor número de días de temperaturas altas (mayores de 26°C) como se describió previamente en el punto 4. Podemos decir entonces que el número de semanas estimadas en las cuales los EAAE se encuentran encendidos en el año base, corresponde a un número alto. Por consiguiente las proyecciones de semanas en que los EAAE se encontrarán funcionando al año 2035, partiendo de los valores del 2010, corresponderá a un escenario de alta demanda, dicho en otras palabras el peor escenario posible.

Continuando el mismo razonamiento vamos a estimar cuántas semanas al año durante la temporada de verano estarán encendidos los EAAE, con ayuda de la Figura 4.9

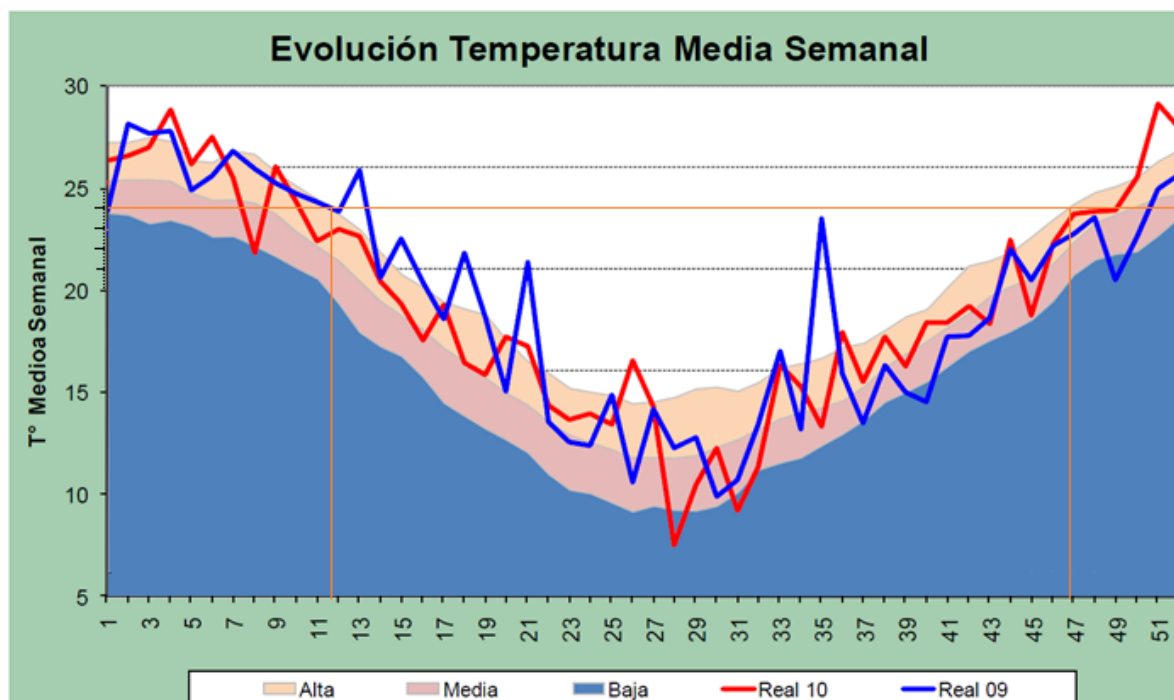


Figura 4.9: Estimación de la evolución de la temperatura año 2035 con un incremento de 1 grado centígrado en base a datos del año 2010 - Elaboración propia mediante datos de CAMMESA.

Por lo tanto si la temperatura de confort definida es 24°C, un incremento de 1 °C equivale a un 4,16% de la temperatura diaria, y si esa diferencia es llevada a las horas semanales en que están encendidos los EAAE resulta, una diferencia de demanda de energía eléctrica residencial por uso de los EAAE con respecto al escenario BAU de 5,23%. En la Figura 4.9 se puede apreciar la diferencia entre el escenario BAU y el ECC.

Adoptando como supuesto que la eficiencia de los equipos no se incrementa y que los EAAE equivalen a 1,5 unidades reales de EAA, esto significa que al 2035 habría 1 EAA de 3000 frigorías cada 2,66 habitantes, lo cual representa un escenario de alta demanda debido a la gran proporción de EAA por habitante. Este incremento en la demanda por Calentamiento climático es similar al generado por el incremento de la cantidad de los EAAE al final del período de estudio en el escenario BAU.

Cabe aclarar que los valores de participación por tipo de electrodoméstico en la demanda residencial descripta en la Figura 4.6, no está referenciada para un año en particular.

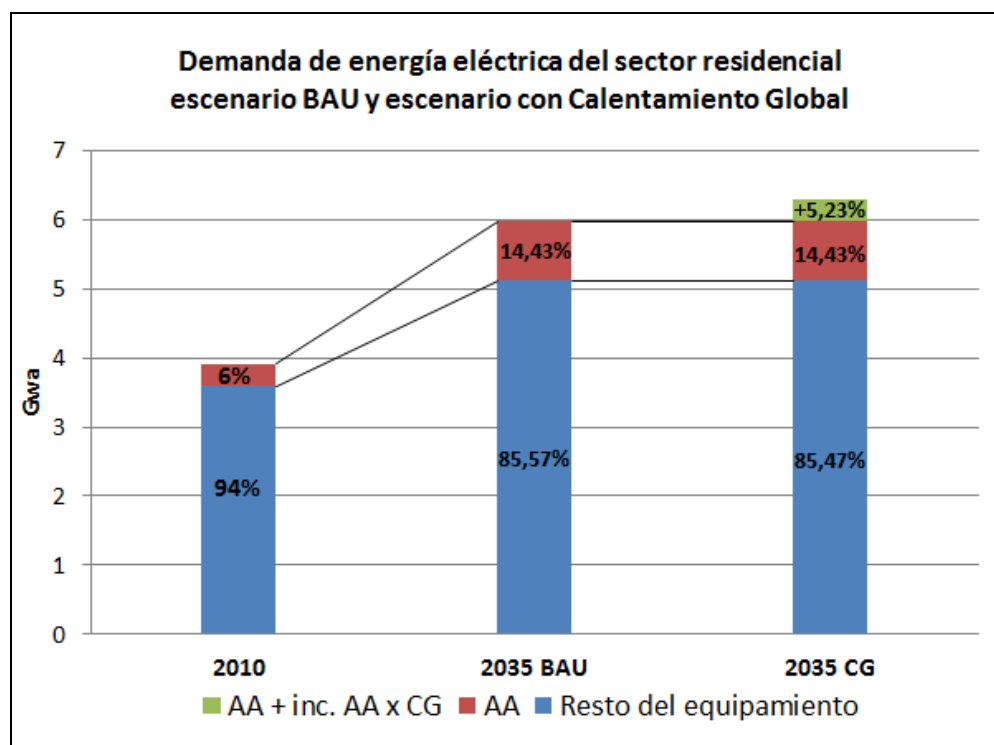


Figura 4.10: Incremento de la demanda de energía eléctrica de los AA en el escenario BAU y en el escenario ECC “Cambio climático”.

Por último hay que recordar que este incremento está pensado solo teniendo en cuenta un incremento en la temperatura tal que represente un incremento de la demanda en verano. Si la temperatura media mínima también se incrementa, ese incremento durante el verano podría ser compensado en parte por la disminución de demanda durante el invierno.

Sector servicios

En el caso del sector servicios se desconoce cuánto representa el consumo de los equipos de aire acondicionado en la demanda total de electricidad del sector. Este sector

comprende oficinas públicas, privadas, comercios y establecimientos educativos en su mayoría.

Los usos más representativos de la electricidad en este sector son:

- Iluminación
- Equipamiento de oficina y entretenimiento
- Refrigeración de alimentos y
- Acondicionamiento climático del ambiente

El momento de mayor temperatura durante el día es entre las 11 hs. y 17 hs. que es cuando la mayor cantidad de gente se encuentra en esos establecimientos y no en su hogar, por lo que se puede inferir que la demanda de aire acondicionado es mayor en este sector con respecto al residencial, sumado a que en el sector servicios el porcentaje de área a refrigerar es mayor que en el caso de las residencias. Por otro lado la iluminación sería menor dado que se aprovecha la luz del día. Se estima que la participación en la demanda total del sector servicios de los EAA, es mayor en este sector.

Dado que es difícil estimar la participación se adoptará la hipótesis de que el incremento en la demanda eléctrica en el sector servicios es igual a la del sector residencial en el ECC, asumiendo una hipótesis conservadora.

4.2. Estimación del ahorro energético mediante el uso racional y eficiente de la energía

En 2003, el Gobierno Argentino, a través de la Secretaría de Energía, lanzó su primer Programa de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE). El PAEE incluía el desarrollo de una serie de lineamientos estratégicos que incluían mecanismos normativos e institucionales para la toma de conciencia, educación y divulgación de información, incentivos económicos, mecanismos financieros, investigación y desarrollo de eficiencia

energética y sistemas de información referente a tecnologías de eficiencia energética. Esto continuó con el Programa de Uso Racional de la Energía (PURE) lanzado en 2004. El PURE es un programa basado en incentivos y desincentivos tarifarios, similar a la iniciativa desarrollada por Brasil en 2001 durante su crisis energética^{xiii}.

Actualmente existen medidas y programas nacionales para el ahorro energético a través del uso racional y eficiente de la energía eléctrica^{xiv}, pero por el momento no se tiene cuantificado el impacto en la demanda de estas medidas a nivel nacional. A continuación se mencionan algunos de ellas:

- PRONUREE: Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, estableciendo a la Eficiencia Energética como una actividad de carácter permanente de mediano a largo plazo.
- PRONUREE - Alumbrado Público” es un subprograma que promueve el uso eficiente de la energía en los sistemas de alumbrado público existentes en todo el territorio de la República Argentina.
- PROUREE – Programa de uso racional y eficiente de la energía en edificios públicos.
- Etiquetado de eficiencia energética obligatoria de electrodomésticos.
- Etiqueta de eficiencia energética de calefacción para edificios.
- PROCAE - Programa de calidad de artefactos energéticos.
- PIEEP - Programa de incremento de la eficiencia energética y productiva de la PyME Argentina.
- La Coordinación de Eficiencia Energética (EE) tiene por objetivo la definición de políticas y programas que promuevan un uso eficiente de la energía.

El Uso Eficiente de la energía no significa consumir menos sino consumir mejor, manteniendo las mismas prestaciones, lo que a nivel de los usuarios finales se traduce en reducción del costo de la factura de energía sin disminuir el confort.

Escenarios de ahorro energético en el sector residencial:

Del estudio de Ahorro de Energía en Refrigeración de Edificios para viviendas en Argentina^{xv}, se logra, a través de la aislación térmica en muros y techos del hogar, un ahorro en la demanda de energía eléctrica para refrigeración del 35%. Mediante aislaciones en aberturas se puede lograr un 40% de ahorro. El mismo estudio indica que el ahorro en calefacción puede ser un 43% respecto de la actual demanda registrada, pudiendo llegar a un 51 % de ahorro con el reemplazo de los vidrios.

La cantidad de permisos de construcción para casas (con y sin locales), y departamentos (con y sin locales) de la serie 2005 al 2009 inclusive, se muestra en la Tabla 4.2

Permisos de construcción				
2005	2006	2007	2008	2009
49.736	56.247	53.716	53.352	51.804

Tabla 4.2: Cantidad de permisos de construcción serie 2005-2009. Fuente: INDEC

Se observa un promedio anual de 53.000 permisos de construcción sin una tendencia clara, y en función de este dato y las 14.297.149 viviendas declaradas al 2010 (según datos del censo 2010), se calculó que para el año 2035 habrá 1.325.000 más de viviendas con respecto al año base.

Si planteamos un escenario en el que, a través de incentivos se incremente la construcción de hogares eficientes energéticamente, según datos de la tabla 4.3, se obtendrían ahorros sobre el total de la energía eléctrica demandada por el sector residencial indicado en la Tabla 4.4.

Año	2010	2015	2020	2025	2030	2035
% de nuevas casas construidas con ahorro del 40% en electricidad	0	0	10	20	30	40

Tabla 4.3: Evolución de la cantidad de casas eficientes 2010-2035

Año	Ahorro en GWh	Porcentaje de ahorro respecto al total de la demanda de ese año para el sector Residencial
2010	0	0
2015	0	0
2020	0,0070	0,143
2025	0,0219	0,422
2030	0,0463	0,828
2035	0,0812	1,368

Tabla 4.4: Ahorro energético proyectado en el sector residencial mediante construcciones eficientes.

Como se puede observar el ahorro al año 2035 sería del 1,35% muy por debajo del 5,23% de incremento en la demanda por uso del aire acondicionado en el ECC. De hecho aunque todas las viviendas construidas en el período 2015 - 2035 se realizaran con estas especificaciones de ahorro energético, aun así no alcanzaría a cubrir el incremento por uso de los EAA indicado en punto 4.1.

Por otro lado en invierno también se ahorra energía usando la misma aislación, solo que en este caso el ahorro eléctrico sería menor debido a que la población se calefacciona tanto con gas natural como con electricidad y la cantidad de días con bajas temperaturas es menor con respecto a los días con altas temperaturas como se describió en el punto 4.1.

Actualmente existen otras medidas de ahorro energético en el sector residencial que pueden aumentar el ahorro energético. Por ejemplo otra forma de ahorro energético que se está empezando a implementar son los calentadores solares de agua. Actualmente en el partido de Moreno se lleva a cabo una iniciativa que consiste en instalar 100 calentadores solares en viviendas del Plan Federal de Viviendas. Según datos del Foro de Vivienda Social y Eficiencia Energética (FOVISEE)^{xvi} que entre otros impulsa este programa,

estiman que con esa tecnología, con tanques que cargan hasta 170 litros de agua y pueden mantenerla a temperatura por 48 horas, los vecinos beneficiados lograron reducir casi un 50% sus gastos en luz y gas^{xvii}. Si bien la utilización de estos equipos en Argentina es reciente, en más de 1.5 millones de casas y compañías en los Estados Unidos han invertido en sistemas de calefacción con luz solar^{xviii}.

Escenario de ahorro energético en el sector Industrial y de Servicios.

La intensidad en el uso de energía⁷ primaria en la economía argentina ha aumentado desde 1998 y alcanzó 6172 Btu por US\$ (dólares constantes de 2000) en 2005 que representa aproximadamente 3,5 veces la de Japón, cuya intensidad en el uso de energía es una de las más bajas a nivel mundial. Los costos de energía representan un porcentaje importante de los costos totales para varios tipos de industrias, como la del cemento, papel, textil, cerámica, etc. El uso de equipos más eficientes en la industria podría reducir en término medio, el consumo de energía eléctrica en un 20% según datos del informe del Departamento de desarrollo sostenible del Banco Mundial^{xiv}. En los sectores servicios y residencial, así como en el caso del alumbrado público, podría lograrse un ahorro promedio del 30% de la energía eléctrica demandada^{xiii}.

Entonces si se considera un escenario de ahorro energético alcanzando al 2035 un 20% de ahorro en el sector Industrial y un 30% en el de servicios, la cantidad de energía ahorrada en el año 2035 será en conjunto de un 23,45 %, con respecto al escenario BAU, lo que equivaldría a 4,25 GWa, o sea un ahorro equivalente al 71% de la energía eléctrica demandada al 2035 por el sector residencial en el escenario BAU. Esto significa que en términos globales de demanda existe un potencial ahorro energético mucho mayor, al incremento en la demanda en un ECC.

4.3. Impacto en la demanda eléctrica del sector transporte al aplicar políticas de reducción de emisiones.

⁷ Intensidad energética es la energía demandada por unidad de PBI en este caso.

Existen varias políticas para reducir las emisiones, desde inversiones en transporte público eléctrico, inversiones para ampliación de redes ferroviarias para transporte de carga (en función del consumo de combustible el ferrocarril es 3 veces más eficiente que el transporte por carretera), o impuestos/peajes que desincentiven el uso de vehículos particulares con solo un pasajero.

El caso de vehículos que transportan un solo pasajero es el menos eficiente. En horarios pico, donde el flujo de autos es mayor, con congestión e incremento de combustible, es un caso importante para aplicar políticas de reducción de emisiones.

Una alternativa de rápido impacto sería incentivar el uso de automóviles eléctricos particulares. Esta opción significaría que la inversión se trasladaría al usuario final, porque la adquisición del vehículo y su mantenimiento correrían por cuenta del propietario, ¿pero esto tiene que ser realmente así?.

En España existe un Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE)^{xix}, que consiste en una ayuda de 2000 Euros por parte del Gobierno para la renovación de vehículos por otros más eficientes, y a esto se le suma un subsidio de 5000 euros para la adquisición de vehículos eléctricos^{xx}. Por lo tanto se puede apreciar que en una primera instancia para que los vehículos sean competitivos desde el punto de vista del precio de mercado, estos necesitan subsidios del estado.

Las emisiones del transporte vehicular en Argentina son las mayores en cuanto a gases de efecto invernadero según los datos presentados por la Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático^{viii}. A continuación se presenta la participación de los sectores que más GEI emiten en Argentina, los datos corresponden a la 2^a comunicación dado que la 3^a se encuentra en proceso de elaboración al momento de realizar este estudio.

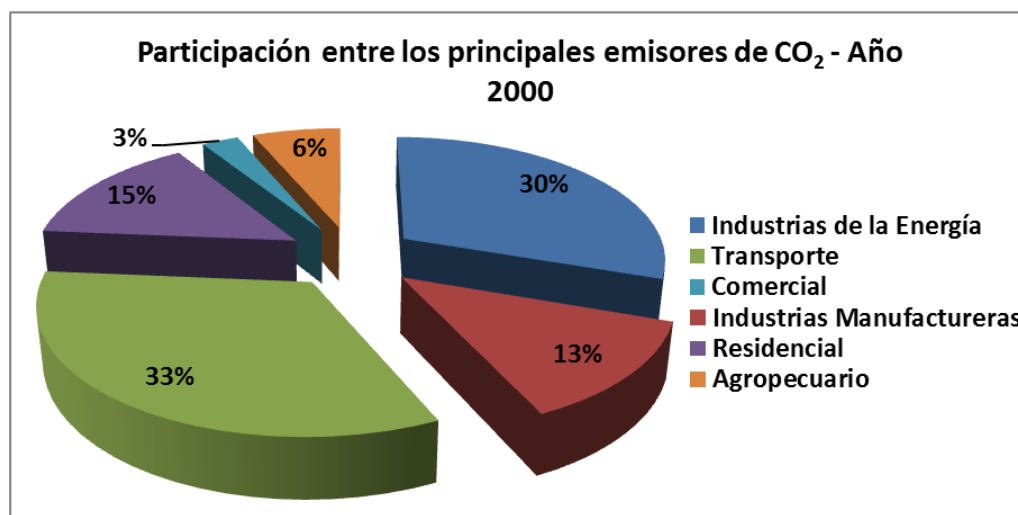


Figura 4.10: Porcentaje de emisiones

A continuación se analizará como repercutiría en la demanda de energía eléctrica, una participación gradualmente creciente de vehículos eléctricos. El escenario propuesto para el estudio plantea una participación de los autos eléctricos, entre los autos 0km vendidos por año, que se puede ver en la Tabla 4.5,

Año	Participación %
2010	0
2015	0
2020	10
2025	15
2030	20
2035	25

Tabla 4.5: Incorporación de autos eléctricos en las ventas de 0km anuales estimadas.

La evolución de los autos particulares vendidos desde el año 2005 al 2011 se puede apreciar en la Tabla 4.6

Cantidad de vehículos particulares vendidos por año						
2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
370.809	431.853	394.331	400.307	387.684	484.742	614.703

Tabla 4.6: Cantidad de autos vendidos por año 2005-2011. Fuente ACARA

La Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina (ACARA)^{xxi} realizó una proyección a largo plazo para este sector de la industria y comenzó a trabajar en conjunto para lograr concretar el Plan Estratégico de la Industria al 2020^{xxii} que prevé 1.600.000 unidades patentadas en ese año.

Cabe destacar que cuando se refieren a las unidades patentadas están incluyendo todos los vehículos (camiones, utilitarios, y automóviles). Por lo tanto teniendo en cuenta esto más el crecimiento reciente del mercado, se proyectan las siguientes cantidades de autos 0km a adquirir en los años sucesivos:

Año	2015	2020	2025	2030	2035
Vehículos	648.337	796.697	945.057	1.093.417	1.241.777

Tabla 4.7: Proyección de autos 0km por año patentados hasta el 2035

Aplicando el porcentaje de autos eléctricos detallados anteriormente en la Tabla 4.5, y los valores de la Tabla 4.7, se puede obtener la proyección de la cantidad de autos eléctricos a lo largo del período 2010 – 2035 (Figura 4.11).

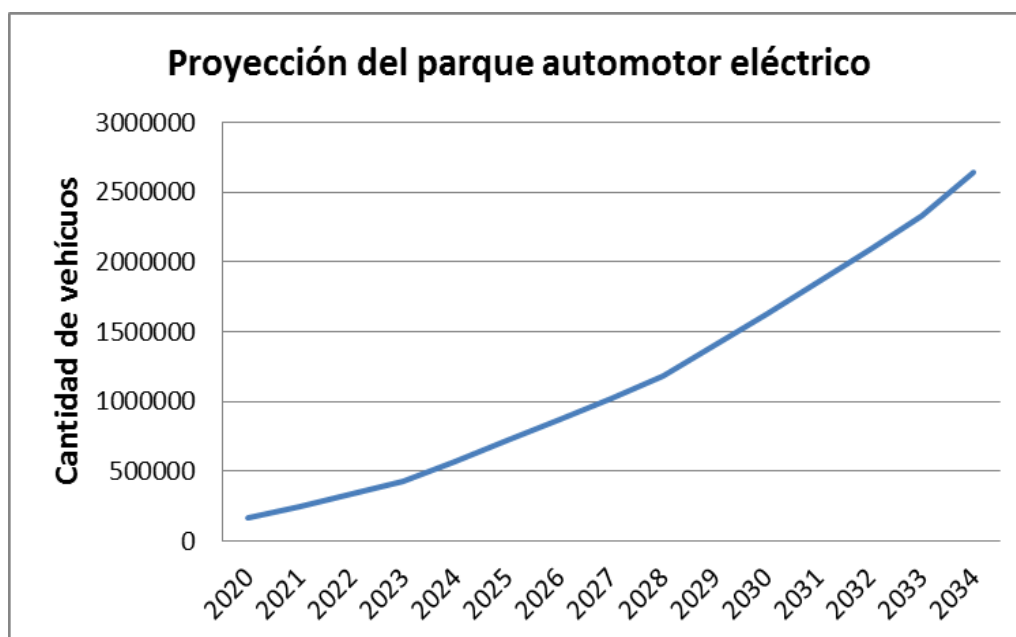


Figura 4.11: Proyección de autos eléctricos incorporados al parque automotor por año.

Para realizar el análisis se eligió el modelo de auto eléctrico Renault Zoe^{xxiii}, que cuenta con las siguientes características:

MOTOR

Tipo Síncrono con rotor bobinado

Potencia (kW) / (CV) 65 / 88

Par máximo (Nm) 220

Transmisión Reductor

BATERÍA

Tipo Ion-Litio

Capacidad (kW) 22

Autonomía (NEDC) Más de 200 km

Velocidad máxima (km/h) 135

CARGADOR

Tipo Monotrifásico hasta 43 kW

Tiempos de recarga: 3 kW (monofásica 16 A) = 9 h

22 kW (borne trifásico 32 A) = 1h

43 kW (borne trifásico 63 A) = 30 minutos



La media de consumo de este automóvil es de 10,5 kWh cada 100 kilómetros, y si se estima que un auto con un uso normal recorre 10.000 km/año se puede calcular en función de la Figura 4.11, la cantidad de energía que demanda por año (Figura 4.12).

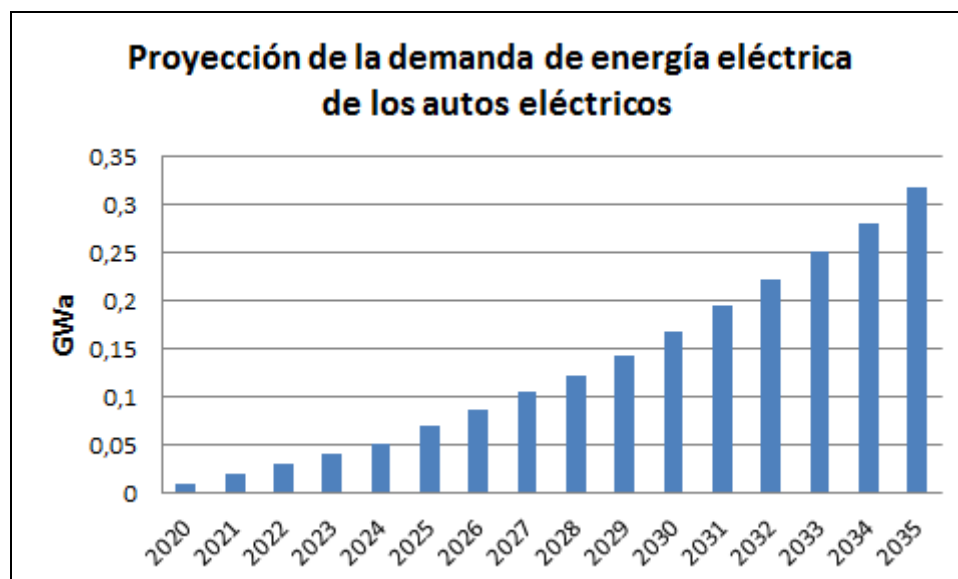


Figura 4.12: Demanda de energía proyectada de los autos eléctricos.

Comparando esta demanda de electricidad con la calculada en el escenario BAU para el sector transporte obtenemos el siguiente resultado:

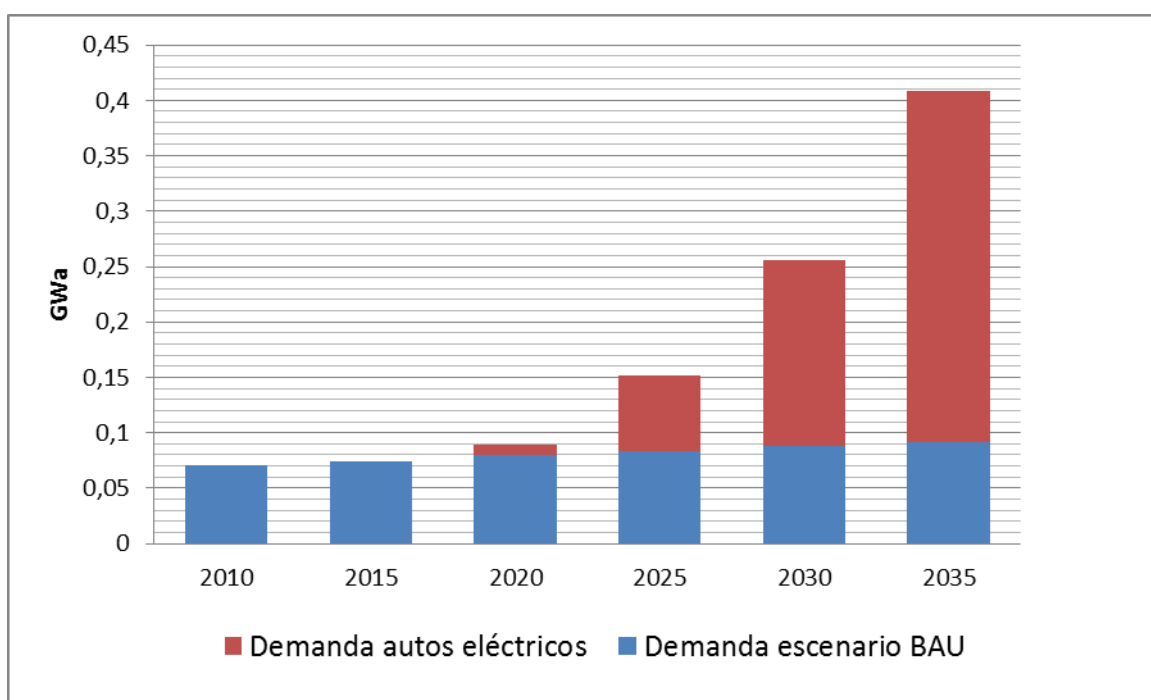


Figura 4.13: Comparación de la demanda eléctrica entre el escenario BAU y el de reducción de emisiones de CO₂ en el transporte.

De la Figura 4.13 surge que el incremento de la demanda eléctrica es considerable para el final del estudio al incluir autos eléctricos en el parque automotor, siendo similar en (valor absoluto al año 2035), al incremento experimentado por el mayor uso de los equipos de aire acondicionado debido al calentamiento global.

4.4. Análisis de resultados del capítulo de demanda

Es importante aclarar, antes de comenzar el análisis, que las consideraciones que se presentan a continuación son el resultado de escenarios posibles con un alto grado de incertidumbre y no deben ser tomados como pronósticos puntuales.

La demanda de energía eléctrica aumenta a mayor temperatura produciendo, como era de esperar, un aumento en la demanda eléctrica en los sectores residencial, y de servicios. Los sectores transporte e industrial no se ven afectados por cambios en la temperatura debido a que la demanda de energía eléctrica depende de los km recorridos y del nivel de producción de la planta respectivamente, los cuales no dependen de la temperatura y son relativamente constantes durante el año.

Lo importante de observar en el caso del sector residencial y servicios, es que al elevarse la temperatura en 1°C, el incremento en la demanda de energía eléctrica es similar al experimentado por la mayor instalación y uso de aires acondicionados sin que haya calentamiento global, lo que significa que con calentamiento global se duplicaría la demanda de estos equipos. Por otro lado debido a que la temperatura mínima también se verá incrementada durante la temporada invernal, la demanda tenderá a disminuir compensando parcialmente la demanda eléctrica anual.

Si analizamos el incremento de la demanda en términos de generación de electricidad por parte de una central, la diferencia entre el escenario BAU y el Escenario con Cambio Climático (ECC) correspondería a lo que generaría una central eléctrica con una capacidad de 700 MWe durante todo un año. La comparación se realizó teniendo en

cuenta una curva de demanda anual constante a lo largo de todos los años, en donde los AA tienen una demanda anual equivalente al 6% del consumo en el año 2010, alcanzando el 14,43% para el año 2035, pero en realidad la demanda no se distribuye uniformemente durante el año. La mayor demanda eléctrica proyectada se producirá durante los días de mayor temperatura y, en general, durante los meses de verano. Esto significa que se requerirá una potencia instalada equivalente a varias centrales de 700 MWe operando durante la temporada de verano solo para hacer frente a este incremento afectando la gestión de la oferta de energía. Si la tecnología de generación utilizada para cubrir este incremento en la demanda es con uso de combustibles fósiles, se incrementarían las emisiones de GEI.

Con respecto a las políticas de reducción de emisiones de GEI en el sector transporte, estas medidas afectan poco la demanda total de energía eléctrica logrando una reducción importante de las emisiones. Si la energía eléctrica es generada por tecnologías de generación más limpias como las centrales nucleares, centrales hidráulicas, solar y eólica. La reducción de las emisiones de la cadena energética del parque automotor sería aún mayor. En este caso, al igual que en el análisis del sector residencial y servicios, no se proyecta para el año 2035 cambios de tecnología relevantes. La tendencia mundial es hacia una mayor eficiencia de las tecnologías y por ende se esperaría que el rendimiento de los autos eléctricos sea mayor hacia mediados y fines de siglo.

Aunque Argentina ratificó el Protocolo de Kioto no posee obligaciones cuantitativas de limitación y reducción de emisiones, por lo tanto es poco probable que se apliquen políticas de reducción de emisiones en el sector transporte. Actualmente el país cuenta con una flota de automóviles particulares que utiliza en un 20% aproximadamente GNC debido a su menor costo, frente a los demás combustibles, siendo el segundo país a nivel mundial con cantidad de autos con este combustible (detrás de Pakistán) durante el año 2012^{xxiv}.

Como el GNC produce menos emisiones de GEI que el gasoil y las naftas durante la combustión, el parque actual produce menos emisiones de las que produciría si solo se utilizaran combustibles líquidos, obteniéndose reducciones en forma indirecta, no debidas a

una concientización sobre el Calentamiento global, sino por una reducción en los costos operativos que deben enfrentar los propietarios de vehículos particulares.

Es más probable que las medidas de mitigación ocurran a través de políticas de uso eficiente y racional de la energía, que tienen un potencial 10 veces mayor impacto en la demanda^{xiv} (en este caso reduciéndola), frente al aumento de la demanda por calentamiento global del caso analizado. Podemos decir entonces que si bien el incremento en la demanda por calentamiento global es relevante, al menos en Argentina, no genera un impacto de magnitud al compararla con el potencial de ahorro energético producto de las futuras políticas de gestión energética.

Todo este análisis se ha realizado suponiendo un incremento de 1°C para el año 2035. Si extendemos el período de estudio para fines del siglo XXI, algunos escenarios proyectan un incremento de 4°C para el 2100. Entonces el impacto en la demanda sería mayor, aunque aún queda el gran interrogante del avance tecnológico que pueda suscitarse durante el siglo 21, el cual podría invertir esta tendencia. Plantear un escenario al año 2100 que incluya un cambio tecnológico tiene un grado de incerteza muy grande, después de todo hace 111 años el hombre no volaba, y hace 80 años no existía la energía nuclear, todos avances que produjeron cambios en la oferta energética y en el uso de la misma.

5. Impacto del cambio climático en la oferta eléctrica de Argentina

En este capítulo se analizará cómo puede afectar el cambio climático a la oferta energética nacional, desde el punto de vista tecnológico, geográfico, y de recursos, en función de los escenarios climáticos descriptos en el capítulo 2.

5.1. Oferta energética nacional

Argentina posee un parque fijo instalado con presencia de las tres principales fuentes de generación, con una participación, a diciembre del 2012, de un 60,65% de origen térmico fósil, 35,74% hidráulica y 3,23% nuclear, con una pequeña presencia de 0,03% de otras energías renovables (eólica y solar fotovoltaica).

Entre los generadores térmicos, el 23,63% de la potencia son turbinas de vapor; el 20,85% son turbinas de gas; el 48,74% son ciclos combinados, y el 6,76% motores diesel.

Entre las centrales hidráulicas el 33% de la potencia son centrales de pasada, el 60% son centrales de embalse y 6,7% son centrales de bombeo.

Entre las centrales nucleares el 35% de la potencia es Atucha I (PHWR)⁸ de diseño SIEMENS y el 65% restante es Embalse (PHWR) de diseño CANDU AECL.

En la Tabla 5.1 se detalla la capacidad instalada en Argentina por región.

⁸ Siglas en inglés de un Reactor de Agua Pesada Presurizado

Potencia instalada por región del Mercado Eléctrico Mayorista (MW)									
AREA	T. VAPOR	T. GAS	CICLO C.	DIESEL	TER	NUC	SOL	EÓL	HID
CUYO	142,8	66,8	374,2	0	583,8	0	6,2	0	1.082,1
COMAHUE	0	207,9	1.282,5	73,3	1.563,7	0	0	0	4.704,7
NOA	301	1.001	829,2	257,4	2.388,6	0	0	25,2	217,2
CENTRO	200	526,8	547,3	63,5	1.337,6	648	0	0	917,6
GB-LI-BA	3.820,2	1.917,5	5.984	395,7	12.117,4	357	0	0,3	945
NEA	0	59	0	242,3	301,3	0	0	0	2.745
PAT	0	160	188,1	25	373,1	0	0	86,3	518,8
GEN. MOVIL ⁹	0	0	0	220	220	0	0	0	0

Tabla 5.1: Distribución de potencia por tecnología y región del MEM. Fuente Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de CNEA. Diciembre de 2012.

En la Figura 5.1 se observa la evolución del parque de generación de energía eléctrica nacional en los últimos 20 años presentado en el anuario de 2012 de CAMMESA. El incremento de la potencia instalada se realizó con la construcción de centrales hidráulicas y en mayor grado con centrales termoeléctricas convencionales, destacándose dentro de estas últimas los ciclos combinados de última generación.

⁹ La generación móvil representa los generadores diesel que son trasladados para reforzar la generación, donde la demanda lo requiera.

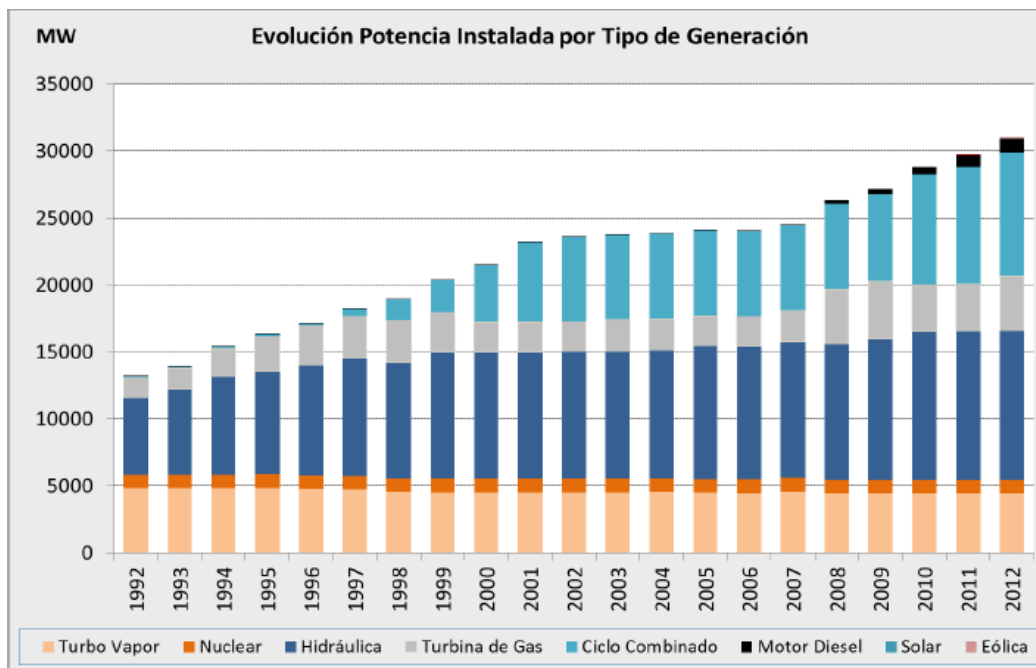


Figura 5.1: Evolución de la potencia instalada en Argentina. Fuente Anuario 2012 CAMMESA.

Al describir la oferta energética nacional en términos de generación, la participación en la matriz energética por tecnología cambia sustancialmente. La variable que diferencia el porcentaje de potencia instalada vs energía generada es el factor de operación, el cual describe porcentualmente el tiempo en que una tecnología genera a lo largo del año. Es por tal razón que la generación nuclear es mayor a la potencia instalada en términos relativos con respecto a las demás tecnologías. En la Figura 5.2 se describe la participación por tecnología en la generación eléctrica del año 2012.

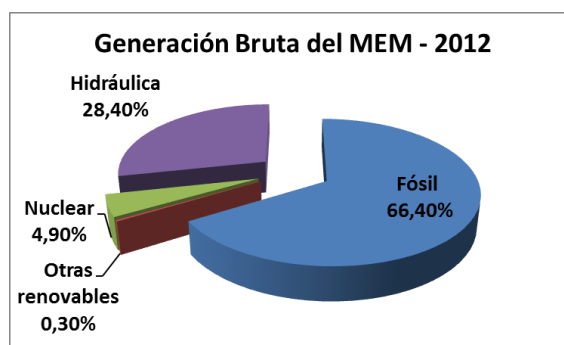


Figura 5.2: Generación Bruta acumulada año 2012. Fuente Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de CNEA. Diciembre de 2012.

5.2. Emisiones del sector de generación de energía eléctrica.

En la figura 5.3 se muestran las emisiones producidas en la generación eléctrica en Argentina durante el período 2002 – 2012 y diferenciadas por tecnología (en color rojo se indican las provenientes de la generación termoeléctrica convencional. En color azul se pueden apreciar las emisiones evitadas por la generación hidráulica en verde las evitadas por la generación nuclear, y por último en violeta las evitadas por la generación solar y eólica).

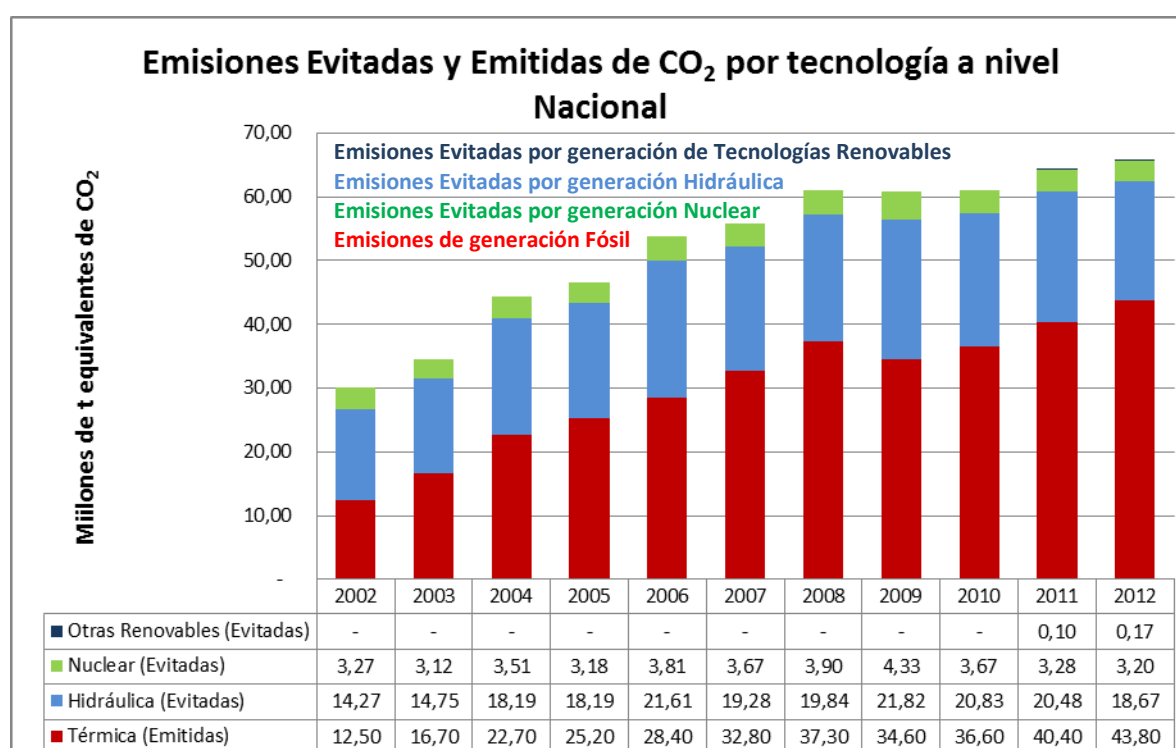


Figura 5.3: Emisiones producidas por las centrales térmicas convencionales y evitadas por el resto de las tecnologías de generación en Argentina. Fuente: Elaboración propia en base a los datos de la Síntesis del MEM de CNEA¹⁰.

Para el cálculo de las emisiones evitadas y presentadas en la figura 5.3 se utilizó el mismo criterio que con las emisiones del sector eléctrico mundial, se utilizaron las

¹⁰ Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la Comisión Nacional de Energía Atómica.

emisiones específicas del sector de generación térmica para cada año del estudio. Las emisiones evitadas, se obtuvieron calculando las emisiones efectivamente producidas por la generación térmica convencional por KWh, y utilizando este factor (considerando la misma proporción entre los combustibles fósiles por año) para determinar cuál hubiera sido la emisión de no existir la generación hidráulica, nuclear y renovables.

Su presencia hace que nuestro país tenga en el sector eléctrico un buen perfil ambiental superior a la media mundial pero que puede ser aun mejorado manteniendo el porcentaje de generación hidráulica y aumentando en la participación de la generación nuclear

En los últimos años viene creciendo significativamente la incorporación de otras tecnologías renovables en la matriz eléctrica (especialmente eólica) pero aun la generación eléctrica y por lo tanto las emisiones evitadas es marginal respecto de las que evitan las tecnologías hidráulica y nuclear. A nivel mundial aún con mayor participación en la potencia instalada, esta tendencia se mantiene (Figura 5.4). Esto es debido principalmente al menor factor de operación de las tecnologías renovables (eólica y solar) en comparación con las otras tecnologías.

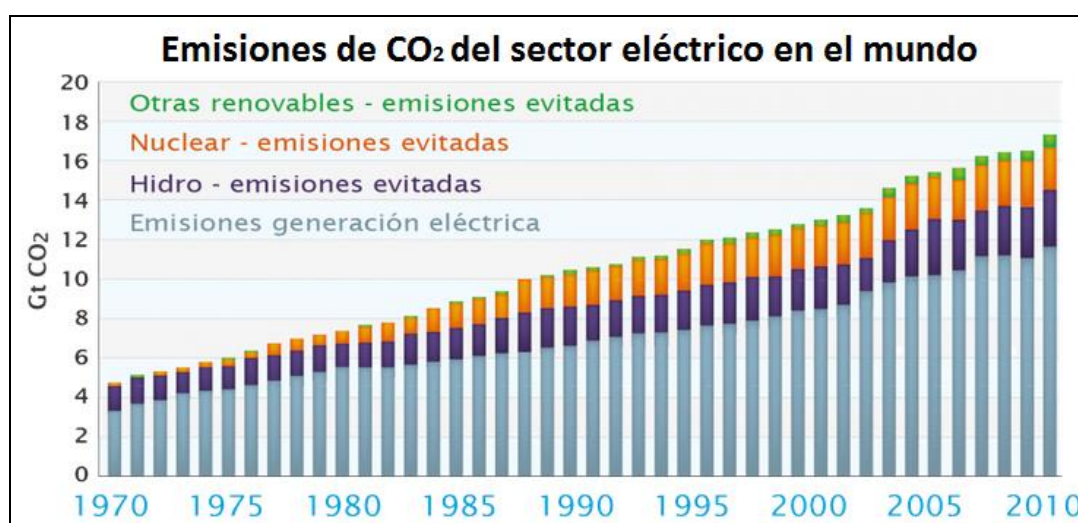


Figura 5.4: Evolución de las Emisiones evitadas y emitidas por tecnología a nivel mundial.

Fuente: Organismo Internacional de Energía Atómica.

Al momento de pensar una estrategia nacional efectiva para disminuir las emisiones de GEI a la atmósfera, se hace evidente por lo antedicho, que se debe incrementar principalmente la participación de la energía nuclear e hidráulica, en la oferta energética nacional.

Otra cosa a tener en cuenta es la gestión del tipo de combustible utilizado en las centrales térmicas convencionales, debido a que el factor de emisión por tipo de combustible varía. Cuando existen limitaciones de gas para el sector eléctrico las centrales térmicas deben quemar combustibles sustitutos como el gasoil o el fuel oil, dependiendo de la tecnología, los cuales son más contaminantes^{xxv}. Este tema se amplía más adelante en el punto 5.4.

Durante la última década se ha observado que la demanda de gas natural se ha ido incrementando año a año debido a un incremento en la economía nacional. Este factor no ha sido acompañado por un aumento en la producción de gas en Argentina, debiendo importar dicho recurso de Bolivia a través de un gasoducto o de otros países mediante barcos metaneros, para asegurar el abastecimiento al sector residencial durante los meses de invierno, período en el que la demanda de gas es mayor para calefacción^{xxvi}. Debido a esta situación coyuntural, se ha ido incrementado el uso de combustibles sustitutos en las centrales térmicas, incrementando de esta manera las emisiones de GEI de las centrales térmicas por unidad de energía generada, esto puede verse en la Tabla 5.2.

Evolución de tn CO ₂ /GWh (2002-2012) - Térmicas Convencionales										
2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
371,7	410,9	444,6	461,7	493,0	506,3	527,3	529,4	509,6	512,2	500,4

Tabla 5.2: Evolución de las emisiones de las centrales térmicas convencionales en función de la energía eléctrica generada. Fuente: Síntesis del MEM de CNEA.

Otro punto de vista para abordar la cantidad de emisiones de GEI de las tecnologías de generación, son las emisiones durante su ciclo de vida.

La evaluación del ciclo de vida (ECV) se define como la recopilación y evaluación de las entradas, las salidas y los impactos ambientales potenciales de un sistema de producción lo largo de su ciclo de vida, desde la adquisición de la materia prima hasta su eliminación final.

A continuación se presentarán los resultados de las ECV del informe Climate Change and Nuclear Power 2013^{xxvii} el cual toma como fuente una gran base de datos internacional llamada Ecoinvent, y también presenta las conclusiones del estudio reciente realizado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de EE.UU, entre otras publicaciones científicas.

En las figuras 5.5 y 5.6 se pueden observar los resultados de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida para diversas tecnologías de generación de electricidad. Las mismas están representadas en dos gráficas debido a la diferencia en el orden de magnitud del eje vertical. Entre paréntesis se encuentra indicado el número de estudios de ECV por región.

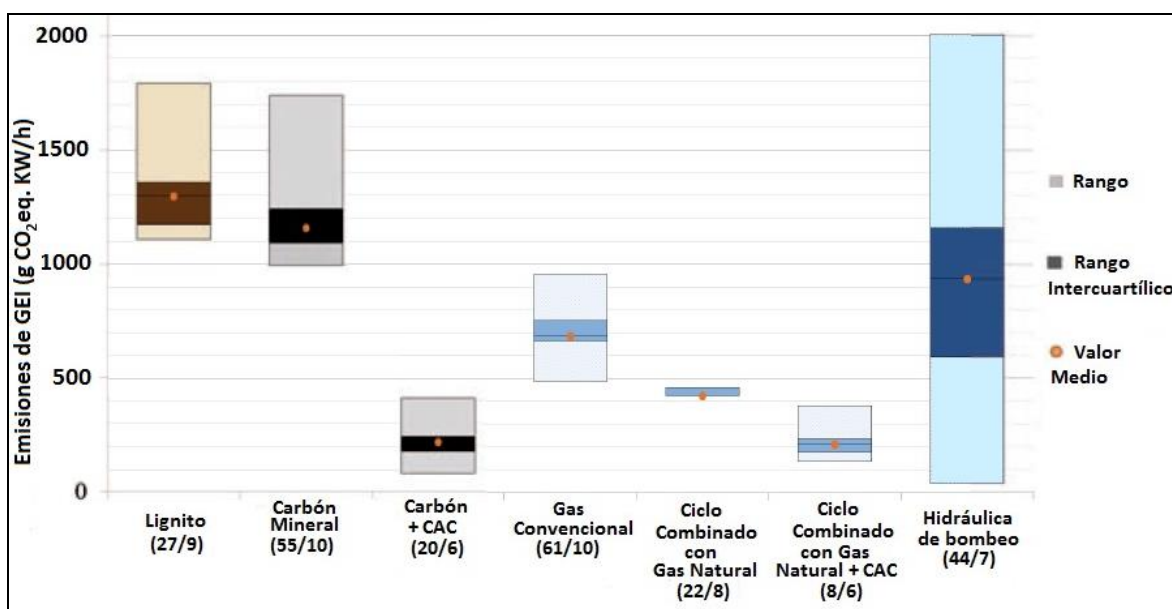


Figura 5.5: Emisiones de GEI por ECV de las tecnologías térmicas fósiles e Hidráulica de bombeo.

La figura 5.5 muestra que incluso agregando Sistemas de Captura de Carbono (SCC) a tecnologías fósiles, la cantidad de emisiones del ciclo de vida sigue siendo elevada en alrededor de 200 g de CO₂-eq por kW/h para el carbón y alrededor de 150 g de CO₂ -eq por kW/h para el gas.

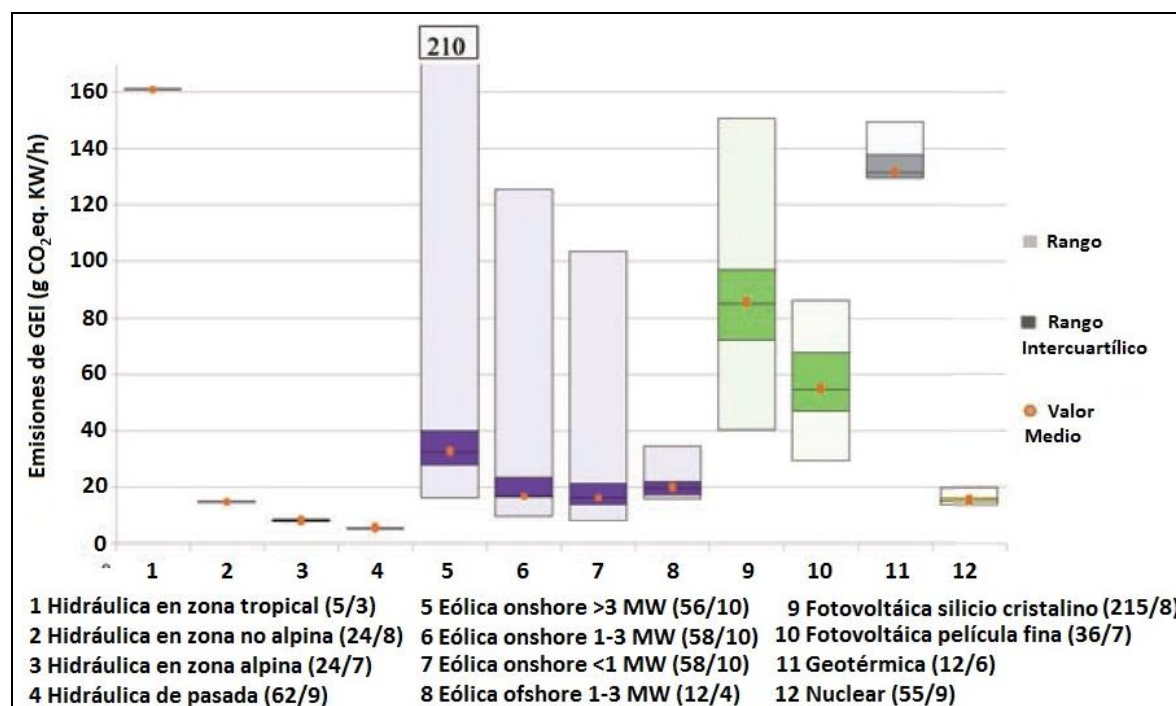


Figura 5.6: Emisiones de GEI por ECV de las energías renovables y nuclear.

La figura 5.6 presenta las emisiones de tecnologías de generación de fuentes renovables y de la energía nuclear. La figura demuestra que la energía nuclear, junto con la energía hidroeléctrica y energía eólica sigue siendo uno de los más bajos emisores de gases de efecto invernadero en términos de gramos de CO₂ eq por unidad de electricidad generada, equivalente a las hidráulicas que se pueden encontrar en emplazadas en Argentina. También es interesante destacar que de 55 estudios realizados particularmente para el caso nuclear, la dispersión de los valores obtenidos es mínima, no siendo este el caso de varias tecnologías. Por último se aclara que para el cálculo de la energía nuclear se incluyó el ciclo de combustible de la misma, no solo la central nuclear, el cual incluye las actividades desde la minería hasta la gestión de combustibles gastados.

Por lo tanto dado lo expuesto en esta sección, es imperioso diversificar la matriz energética incluyendo más participación de la energía nuclear e hidráulica, como también incrementar la explotación de los recursos gasíferos en Argentina con el objeto de disminuir la sustitución por líquidos y las emisiones de GEI específicas de las centrales térmicas y de esta manera mitigar el Cambio Climático.

5.3. Cómo afecta el cambio climático a las tecnologías de generación de energía eléctrica

Centrales Térmicas convencionales y nucleares

Las centrales térmicas convencionales convierten el calor, procedente de la quema de combustibles fósiles o biocombustibles, en energía eléctrica. Por su parte las centrales nucleares convierten el calor producido por una reacción nuclear en electricidad.

Tanto en un caso como en el otro las máquinas térmicas trabajan absorbiendo una cantidad de calor de la fuente de alta temperatura Q_{in} , cediendo un calor Q_{out} a la de baja temperatura y produciendo un trabajo W sobre el exterior. Para este caso el rendimiento es igual:

$$\eta = 1 - Q_{out}/Q_{in}$$

Donde Q_{in} es el calor transferido a la máquina térmica desde un depósito de alta temperatura a T_{in} , y Q_{out} es el calor desechado en un depósito de baja temperatura a temperatura T_{out} . Por lo tanto a mayor temperatura de la fuente fría menor será el rendimiento de la máquina térmica.

Un ejemplo de esto puede observarse en la Figura 5.7.

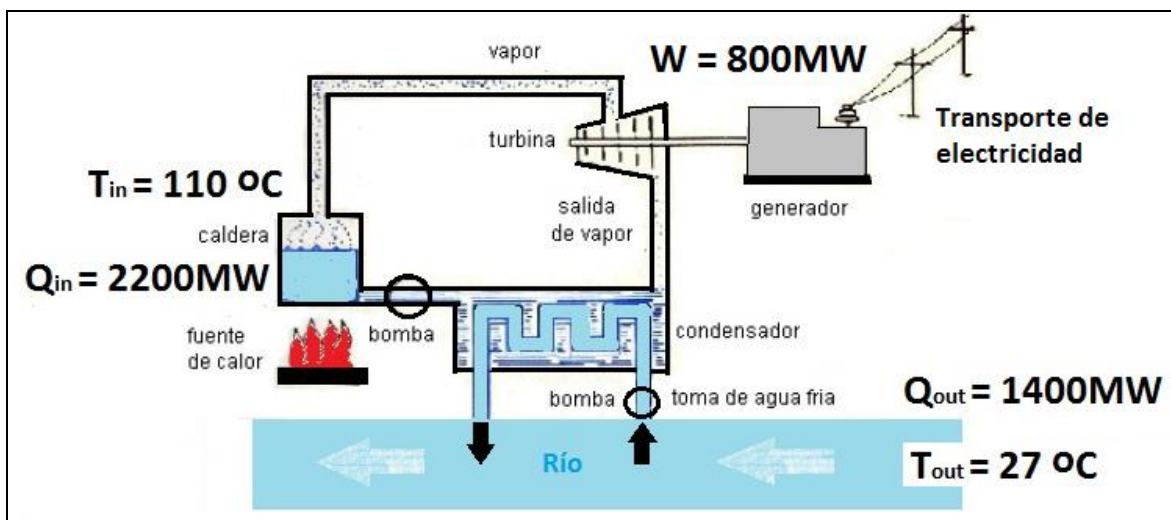


Figura 5.7: ejemplo de circuito de refrigeración de una turbina de vapor^{xxviii}

En el caso de una central nuclear de tipo PWR¹¹ o PHWR¹², esta cuenta con 3 circuitos: el primario (agua o agua pesada) que extrae el calor producto de la fisión nuclear para luego transferirlo mediante un intercambiador de calor al circuito secundario (agua) transformando el agua en vapor que es el que mueve la turbina, y por último se encuentra el terciario que representa el circuito de agua para refrigeración (para condensar el vapor que sale de la turbina). Los tres circuitos son independientes transfiriéndose calor entre sí a través de paredes metálicas.

En todos los casos, ya sean centrales térmicas convencionales (ciclos combinados y turbovapor) o nucleares, los circuitos secundario y terciario son similares y necesitan una fuente de agua fría, la cual puede ser obtenida de un lago, río, mar y/o torres de enfriamiento, dependiendo del sitio de emplazamiento y los recursos naturales disponibles.

En la Figura 5.8 se puede apreciar el esquema genérico de funcionamiento de una central nuclear.

¹¹ Pressurized Water Reactor

¹² Pressurized Heavy-Water Reactor

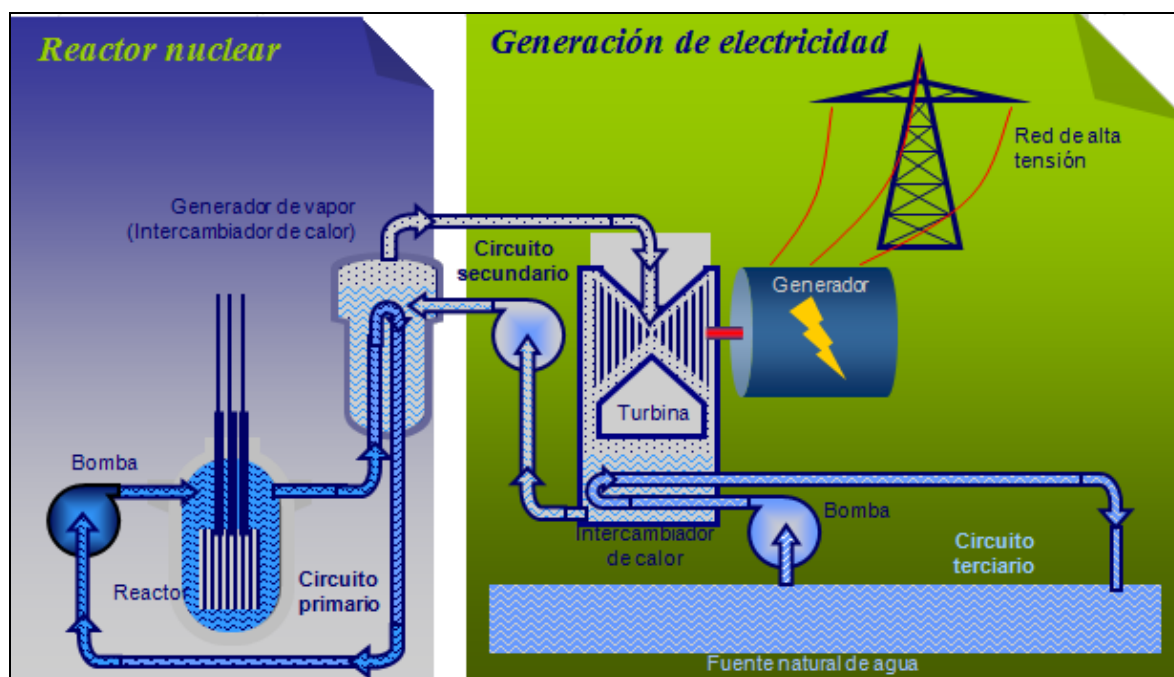


Figura 5.8: Esquema representativo de los circuitos de una central nuclear.

Las centrales convencionales térmicas se dividen en turbovapor, ciclo combinado, turbogas de ciclo abierto y combustión interna^{xxix}, y solo en los primeros dos casos se requiere una fuente fría líquida, en los restantes casos la fuente fría es gaseosa (el aire del medio ambiente).

La generación a través de turbinas de vapor sean convencionales o nucleares necesita gran cantidad de agua, para 1 kWt generado se necesita aproximadamente 95 litros de agua^{xxx}. Por tal razón la disponibilidad de agua es un factor importante en la decisión del sitio de emplazamiento, de las futuras centrales de potencia.

Actualmente en Argentina existen 2 sitios de emplazamiento de centrales nucleares en operación, los cuales se encuentran estratégicamente ubicados cerca de fuentes naturales de agua. El primer sitio se encuentra en la provincia de Buenos Aires en la localidad de Lima sobre la margen del Río Paraná, donde está emplazada la Central Nuclear Atucha I que se encuentra en operación desde el año 1974. En el mismo predio se está trabajando en

la puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II que comenzará a operar conectada a la red eléctrica a mediados del año 2014, y en la construcción del prototipo CAREM25, que estará terminado para el año 2017/2018. Una central nuclear del tipo Atucha II requiere un caudal de refrigeración de alrededor de $60 \text{ m}^3/\text{s}$, siendo el caudal medio del río $13.864 \text{ m}^3/\text{s}$ ^{xxxii}, lo que implica que los requerimientos de agua de refrigeración están asegurados.

El segundo sitio se encuentra en Embalse Río Tercero, donde opera desde el año 1984 la Central Nuclear Embalse. Para centrales de potencia en las que se requiere extraer agua de refrigeración de un lago, es necesario una superficie de espejo de agua del orden de $1 \text{ ha}/\text{MW}$ térmico de potencia instalada^{xxxii}. En este caso la superficie del espejo de agua del embalse tiene la capacidad de abastecer hasta dos centrales nucleares equivalentes a la ya emplazada. En la figura 5.9 se puede apreciar el embalse y el canal de descarga indicado en rojo que tiene la central para evitar la contaminación térmica en la toma de la central.

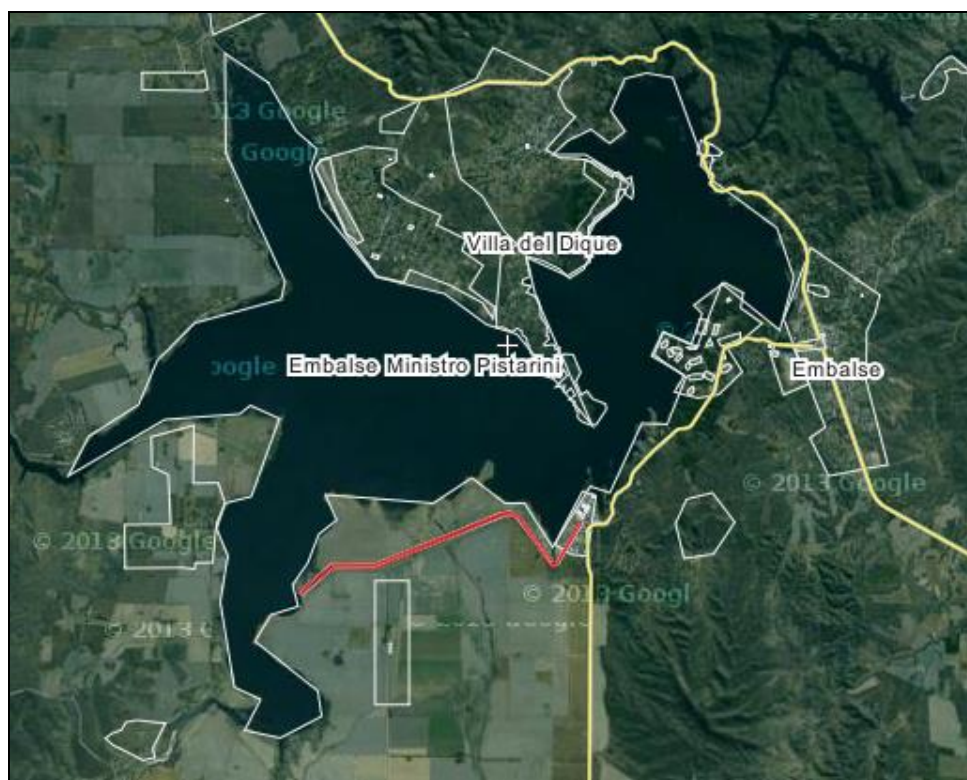


Figura 5.9: Central nuclear Embalse y canal de descarga de la central.

Dadas las características puntuales de la fuente de agua fría de las actuales y futuras centrales nucleares, no existiría una amenaza con respecto al abastecimiento de agua debido al efecto del Cambio climático.

Sin embargo el incremento en la temperatura puede afectar los rendimientos. El estudio de Durmayaz and Sogout (2006)^{xxxiii} sugiere que el aumento de 1°C en la temperatura ambiente reduce la potencia de salida en 0.45% en plantas nucleares.

El estudio Linnerud et al. (2009)^{xxxiv} en base a datos de USA, indica que un aumento en 1°C de la temperatura ambiente reduce la potencia de salida de una planta Nuclear en 0.8% y las plantas de carbón y gas en un 0.6%. Aunque estas cifras puedan resultar bajas en USA un 1% de reducción de generación de energía eléctrica se traduce en una baja de 25 mil millones de kWh.

Esto se puede corregir en el futuro diseño de las instalaciones aumentando el caudal del circuito terciario, con el consiguiente aumento de la capacidad de las bombas, cañerías y tamaño de los condensadores y otros intercambiadores de calor.

La Figura 5.10 muestra la necesidad de agua de una planta nuclear de 1.250MW, se observa cómo se incrementa la necesidad de agua para producir la misma cantidad de energía al aumentar la temperatura ambiente. La central referenciada en la figura tiene un circuito de enfriamiento cerrado (a través de una torre de enfriamiento), no siendo este el caso de las centrales nucleares argentinas, en donde la refrigeración es a través de un circuito abierto en donde la fuente fría de agua de refrigeración proviene de un lago o río.

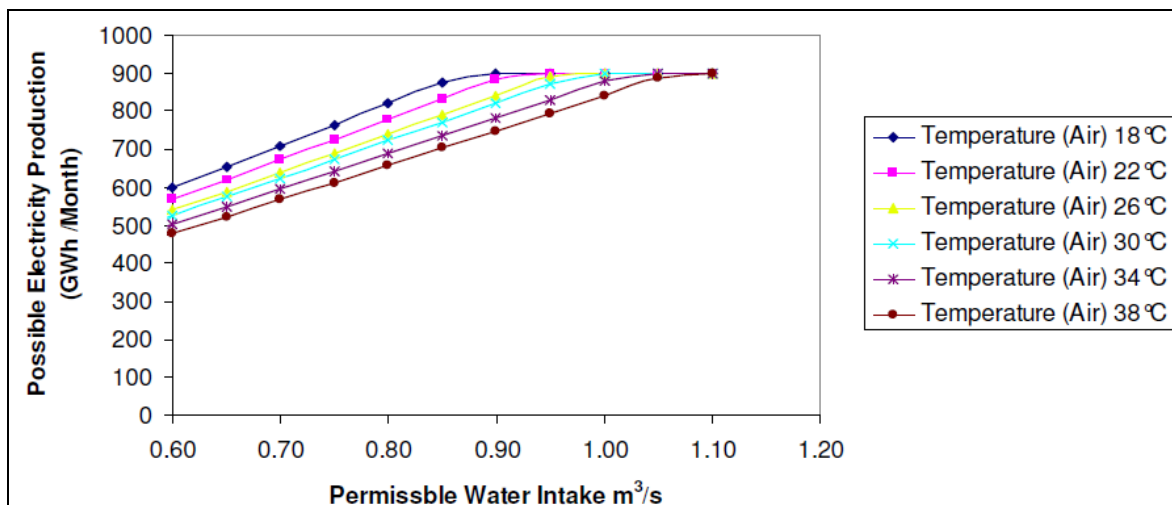


Figura 5.10: Demanda de agua para planta nuclear 1250 MW, circuito de enfriamiento cerrado.

Fuente: Institut für Energieforschung Systemforschung und technologische Entwicklung (IEF-STE) [14]

Con respecto a las centrales convencionales que requieren agua de refrigeración, solo el 9,25% de la potencia térmica instalada a nivel nacional se encuentra en zonas vulnerables desde el punto de vista del abastecimiento del agua, estas zonas abarcan las regiones de Cuyo y Comahue, como se ha presentado en el capítulo 2.

La eficiencia de las máquinas térmicas convencionales no solo depende de la temperatura del agua de refrigeración. La eficiencia técnica por la cual el combustible se transforma en electricidad depende de la diferencia de temperatura de la máquina con el ambiente en general. Mientras mayor es la diferencia de temperatura, mayor es la eficiencia. Dado que se estima que la temperatura del aire aumente, la diferencia será menor y por ende la eficiencia también.

El rendimiento de turbinas a gas (ciclo simple) y turbinas a vapor (ciclo combinado) se ve afectado por condiciones de temperatura y de presión. El rendimiento de las turbinas se mide en términos de eficiencia y potencia de salida. El estudio Davcock et al, (2004)^{xxxv}, indica que un aumento de 33.3°C, como se puede experimentar entre la noche y el día en ambientes desérticos, produce una reducción de 1-2 puntos porcentuales en la eficiencia y de un 20% a un 25% de reducción en la potencia de salida. Este efecto es aproximadamente

lineal por lo que, un aumento de 10°F (5.5°C) produce una reducción de 0.5 puntos porcentuales en la eficiencia y una disminución de 3% a 4% en la potencia de salida^{xxxvi}.

En caso de existir limitación en la generación por incremento de la temperatura, falta de agua de refrigeración o problema de operación por inundaciones que afecten la infraestructura se pueden tomar medidas de adaptación al cambio climático mediante obras de infraestructura, traducéndose en una cuestión de costo beneficio en donde el costo sería mucho menor al beneficio en la mayoría de los casos. Las obras mencionadas pueden ser entre otras el reemplazo de los condensadores o intercambiadores de calor, elevación del terreno, o construcción de diques de contención.

En el caso particular de las centrales nucleares de Argentina, se estima que la Central Nuclear de Embalse no se vería afectada por inundaciones producto de tormentas fuertes por estar emplazada sobre un embalse artificial que puede regular su volumen. Las centrales Atucha I y II, como así también el reactor CAREM25, se encuentran en un predio ubicado a 23 metros por arriba encima del nivel del Río Paraná, por lo que también estarían fuera de peligro en caso de crecida del río que superen los valores normales, como se observa en la Figura 5.11.



Figura 5.11: Sitio de emplazamiento de las centrales nucleares en la localidad de Lima, partido de Zárate.

Paneles Fotovoltaicos

El principio de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos se basa en aprovechar las radiaciones solares que inciden en la superficie de un material semiconductor (célula solar) generando en forma directa una corriente eléctrica por efecto fotovoltaico.

Actualmente la potencia fotovoltaica instalada en Argentina es de solo 6,2 MW en la región de Cuyo. Existen 2 proyectos llevados adelante por Energía Argentina S.A. (ENARSA)^{xxxvii} para incrementar la participación de la energía solar. Los proyectos en cuestión son Planta Solar Fotovoltaica de Ullúm (San Juan) y la Planta Solar Fotovoltaica Hornaditas (Jujuy) de 10 MW y 22 MW de potencia pico respectivamente^{xxxviii}.

La capacidad instalada y la proyectada en el mediano plazo son muy pequeñas respecto de la potencia total nacional instalada. Es importante de todas formas analizar esta tecnología dado el potencial de energía solar que se tiene en nuestro país. La figura 5.12 muestra los mapas correspondientes a la distribución espacial del valor medio de la irradiación solar global diaria recibida sobre una superficie horizontal en los meses de julio y enero (Hugo Grossi Gallegos, Raúl Righini et al 2007).

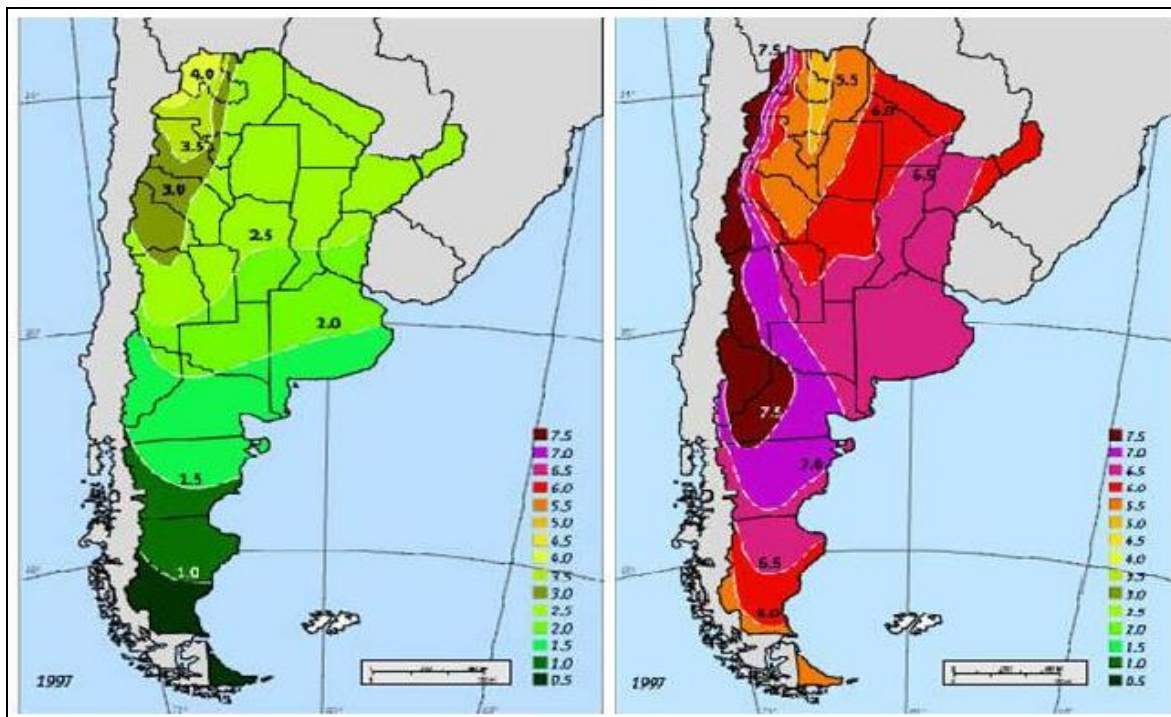


Figura 5.12: distribución espacial del valor medio de la irradiación solar global diaria, meses de julio Izq, meses de enero Der. Fuente: Atlas de Energía Solar de la República Argentina, Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini, 2007.

El incremento de la temperatura afecta la corriente y el voltaje de una celda solar, la corriente aumenta mientras que el voltaje disminuye. El efecto combinado es que la potencia de la celda solar disminuye con la temperatura.

La producción de electricidad varía linealmente con la luz que incide sobre el panel, la cual depende del ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el mismo, que en un día nublado equivale aproximadamente entre un 40% y un 10% de la intensidad total del sol, y el rendimiento del panel disminuye proporcionalmente a estos valores.

El estudio Fidge and Martinsens 2006^{xxxix} basado en los escenarios A2 Y B2 del IPCC para el período 2071-2100, en los cuales se espera un incremento en la temperatura y una disminución de la radiación solar, predice que un 2% de disminución en la radiación global solar decrece la potencia de salida de la celda en un 6%. Pero este no sería el caso de

Argentina porque esto se da en una zona donde la cobertura nubosa disminuye por el aumento de la temperatura afectando la radiación de onda larga.

No hay que perder de vista en este caso la evolución de la tecnología para el período estudiado, en donde las medidas de adaptación y/o mejoras de la tecnología puedan tener un mayor peso.

Turbinas eólicas

Se denomina energía eléctrica de origen eólico a aquella generada por medio de un dispositivo que transforma el viento en energía mecánica y luego, en energía eléctrica. Los dispositivos utilizados para este efecto son los aerogeneradores^{xi}.

Los aerogeneradores comerciales están compuestos, a grandes rasgos, por una torre, una caja donde se alojan los sistemas mecánicos y el generador que transforman la energía mecánica en energía eléctrica y las palas o aspas que transforman el caudal de viento en energía mecánica. A medida que aumenta la longitud de las aspas, crece la cantidad de energía aprovechable por unidad de superficie, siendo también necesario por cuestiones estructurales, que la torre sea de dimensiones adecuadas. Los aerogeneradores tienen una variedad de potencias que van desde unos pocos kW a 5 MW.

En Argentina se registra un factor de planta histórico cercano al 30%, aun cuando algunos parques funcionando en la Patagonia alcanzan regularmente factores de utilización muy superiores, con valores cercanos al 40%^{xli}. Actualmente hay 111,8 MW instalados en el país distribuidos en un 22,5% en la región del NOA, un 0,27% en la región del Gran Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires y litoral, y un 77,2% en la Región Patagónica. Además hay alrededor de 28 MW de generadores eólicos fuera del Mercado Mayorista en propiedad de cooperativas eléctricas que los utilizan descontando demanda a la hora de comprar energía del sistema interconectado. A continuación se puede apreciar la distribución de los parques eólicos en operación (azul) y en proceso de construcción (marrón).



Figura 5.13: Distribución de los parques y turbinas eólicas en Argentina. Fuente: SIG Secretaría de Energía.

La presión en superficie, variable asociada al viento, muestra claros indicios que el anticiclón del Atlántico se ha estado desplazando hacia el sur (Camilloni 2006). Asociado a ello se debe esperar que el viento predominante sobre el Río de la Plata haya rotado desde el noreste hacia una componente más cercana al este (Simionato et al 2004).

El desplazamiento de la circulación del anticiclón hacia el sur, muy probablemente haya incidido en la menor frecuencia de vientos del oeste y mayor del noreste sobre el sur de Buenos Aires y norte de la Patagonia. Es de esperar que el cinturón de vientos del oeste, que tenía su máxima intensidad en Comodoro Rivadavia, se desplace hacia el norte y centro de Santa Cruz. Al respecto no hay publicaciones, pero los datos de Comodoro Rivadavia y Puerto Deseado indican ese desplazamiento y los datos más recientes muestran el máximo en el centro de Santa Cruz (Barros et al 1997).

Es posible que el cambio climático tenga impactos positivos o negativos significativos en la generación eólica dependiendo de las condiciones climáticas y ambientales de un sitio en particular.

El estudio Clausen et al (2007)^{xlii}, reporta que la velocidad del viento de 3m/s produce 16 W/m² en aerogeneradores y que 12 m/s produce 1305 W/m² de potencia del viento. Esto es consecuente con la Figura 5.14, la cual presenta un gráfico con valores de potencia estándar entregada, por una turbina eólica de 1650kW, a cierta velocidad de viento para una densidad de 1,225 kg/m³.

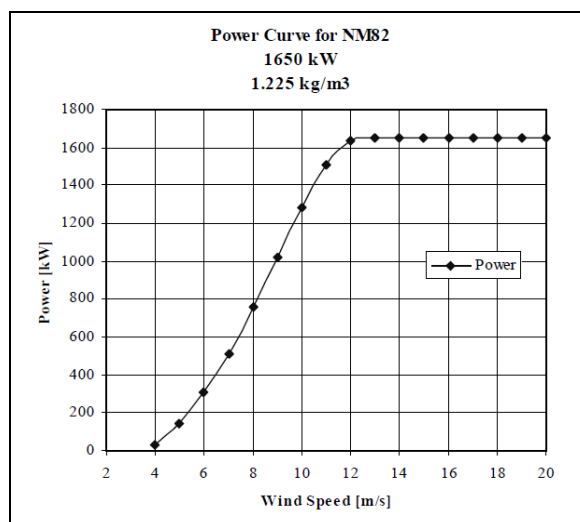


Figura 5.14: Curva de potencia para aerogenerador NM82 de 1650kW.

Fuente: Especificación Técnica NM82.NEGMICON, 2003.

No existen actualmente estudios sobre cómo van a variar los vientos en Argentina en función del Cambio climático, la información más cercana y actualizada que hay al respecto al menos en la región, es el estudio Pereira EB, et al (2012). Aunque los resultados son preliminares, el estudio concluye que el potencial de la energía eólica de Brasil aumentará un 30% en promedio en 2070-2100 con respecto a los datos de 1962-1990. Aumentos importantes (100% en este período) se esperan para algunas regiones del Norte. A pesar de ello, para las regiones de alta mar en el propio Norte de Brasil (por ejemplo, el estado de Bahía) los resultados son negativos, es decir, una disminución en el potencial de viento. Los resultados de las regiones del sur del país muestran que el aumento en la velocidad del viento debido al cambio climático será de alrededor de 10% en 2070-2100, pero no más del 20% en el mismo período de tiempo^{xliii}.

Si bien esto no es concluyente nos da una idea de que en algunos países de la región Sudamericana (Brasil representa el 48%), el impacto será positivo. Esto sumado a que la Patagonia Argentina, que posee un gran potencial eólico, muestra en un principio que la energía eólica no se vería afectada negativamente. Se deberían realizar estudios específicos en Argentina para evaluar cómo puede llegar a impactar el Cambio climático a esta tecnología.

5.4. Cómo afecta el cambio climático a los recursos energéticos del sector de generación eléctrica

Biocombustibles para centrales térmicas convencionales

Las centrales térmicas convencionales generan energía eléctrica a partir del calor proveniente de la quema de combustibles fósiles (carbón, gas natural y derivados del petróleo como gas oil y fuel oil).

En Argentina el sector residencial y servicios tienen prioridad en el invierno para el consumo de gas natural e incrementan fuertemente en este periodo su demanda debiendo, cuando es insuficiente la provisión local, importar gas natural de Bolivia o en buques metaneros. Como esto es aún insuficiente para satisfacer la totalidad de la demanda se generan restricciones al suministro de este fluido a las usinas y las industrias. Los generadores eléctricos, en el caso de que sus equipos lo permitan, y la industria deben recurrir a combustibles líquidos sustitutos^{xliv}.

El combustible sustituto para el gas natural en ciclos combinados y turbinas de gas es el gas oil y para turbinas de vapor es el fuel oil, (en centrales diseñadas para funcionar con estos combustibles). En la Figura 5.15 se puede apreciar el consumo de combustibles fósiles para generación termoeléctrica, y como aumentan los combustibles sustitutos (líquidos) durante los meses de invierno.

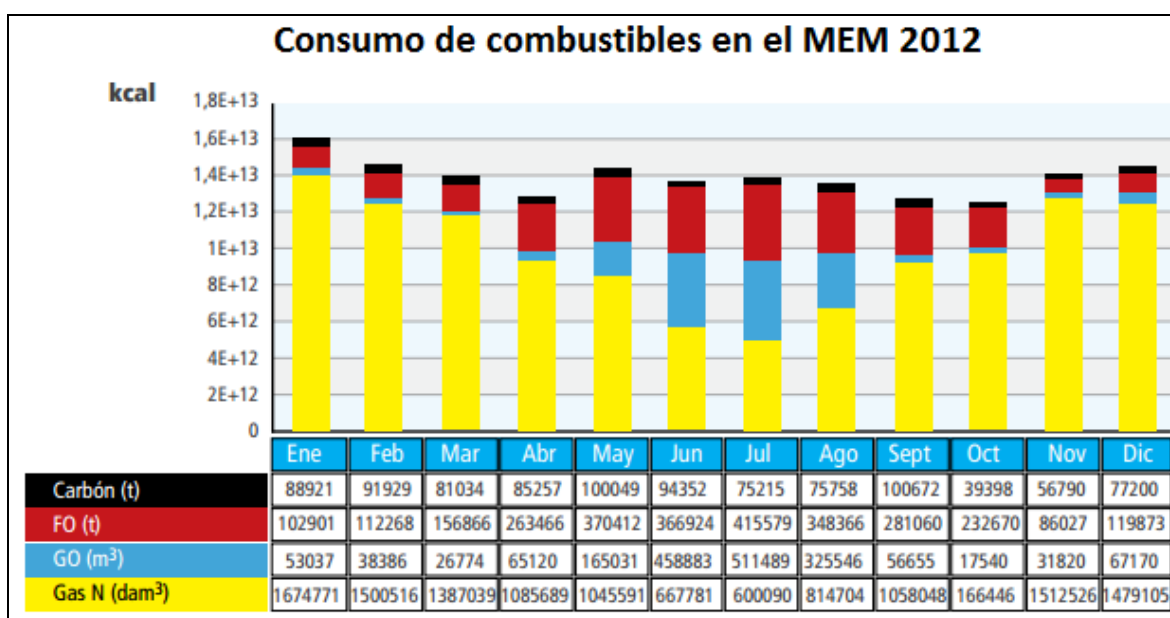


Figura 5.15: Consumo de los combustibles en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante el año 2012. Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de CNEA - Diciembre de 2012.

Tanto el uso del gas natural importado como el de los combustibles líquidos de replazo generan un considerable incremento en los costos del sistema energético.

Desde el año 2010 el gobierno nacional impulsa a través de la Secretaría de Energía^{xlv} el uso de combustibles renovables para la generación de energía eléctrica. Esta medida consiste en un incentivo a los generadores que consiste en el reconocimiento como ingreso para la compañía del 50 % de la diferencia entre el precio de compra del combustible y el valor máximo de referencia dado por la Secretaría de Energía, si reemplazan (en los casos que corresponda por tipo de tecnología fósil) los actuales combustibles por biodiesel, que es el sustituto del gasoil y que en Argentina proviene mayormente de la industrialización de la soja.

Desde mediados del 2010 la central térmica Aes Paraná^{xlvi}, que es la central térmica que la norteamericana AES tiene en la localidad de San Nicolás, está utilizando un 20% de biodiesel para la generación. La central que posee una capacidad de 370 MW y consume 65.000 litros de biodiesel por día durante la generación.

Durante el año 2012 el grupo Sadesa^{xlvi} (Sociedad Argentina de Energía), comenzó a utilizar gasoil con un 10% de biodiesel en una de sus centrales térmicas en Dock Sud, y lo mismo hizo Central Costanera, de Endesa^{xlvi}.

En base a datos del año 2002 se puede apreciar en la Tabla 5.3, cómo se distribuyen las hectáreas utilizadas para la siembra de soja por provincia. Los datos presentados son los últimos oficiales publicados (año 2002), y sirven para describir la distribución de plantaciones.

Provincia	% producción de soja
Buenos Aires	56,7
Córdoba	17,2
Santa Fe	13,6
Entre Ríos	4,6
Santiago del Estero	2,2
Chaco	2,1
Salta	1,6
Tucumán	1,1
La Pampa	0,5
San Luis	0,2
Catamarca	0,2
Resto	0

Tabla 5.3: superficie implantada por provincia.

Fuente INDEC

De la tabla surge que las 5 primeras provincias representan el 94,3% de la superficie utilizada para el cultivo de soja a nivel nacional.

Afectación por precipitaciones extremas:

Desde la década de 1970, en el este de la Argentina (Litoral y la Pampa Húmeda), se registra una tendencia hacia precipitaciones extremas más frecuentes^{xlix}. Esta tendencia se agudizó en la década de 1990 aumentando el número de casos con precipitaciones

mayores a 100- 200 mm, registrados en las provincias de Chaco, Corrientes, Córdoba, Santa Fe, Entre Ríos y Santiago del Estero. Estos eventos conducen a inundaciones especialmente en zonas donde el terreno no facilita el escurrimiento.

Existen dos regiones donde se aprecia un notable incremento de precipitaciones de características extremas.

- La primera abarca todo el nordeste del país, excepto el este de Formosa y se extiende por la mitad norte de las provincias de *Santa Fe*, *Córdoba* y *Entre Ríos* y el este de *Santiago del Estero*.
- La segunda región se ubica en el centro de la provincia de *Buenos Aires*. En esas regiones el aumento de la frecuencia de grandes precipitaciones ha sido de tal magnitud que ha incrementado la vulnerabilidad social y de la infraestructura.

Algunos casos recientes son las inundaciones que en el 2001 y 2013 afectaron la Ciudad de Buenos Aires y la que en el año 2003 causó la tragedia de la ciudad de Santa Fe. También podemos mencionar las que en el 2006 causaron severas pérdidas en Salta y Formosa.

Las proyecciones indican para los próximos 20 años, una continuidad en la alta frecuencia de precipitaciones intensas e inundaciones en las zonas actualmente afectadas, con que las plantaciones de soja se verían afectadas, y lo mismo ocurriría con la producción de biodiesel.

Argentina consume al año alrededor de 15.000 millones de litros de gasoil, de ese total unos 1.000 millones actualmente se destinan a generación eléctrica¹. En base a los datos de AES Paraná^{xlv} (Allied Energy Systems) se puede inferir que su consumo anual es de alrededor de 20 millones de litros de biodiesel, y las otras dos centrales mencionadas estarían en el mismo orden de consumo. Esto indica que la demanda de biodiesel para la generación de electricidad es por el momento pequeña. Además se debe recordar que el uso de gasoil para la generación eléctrica no se realiza durante todo el año, solamente durante

los meses de invierno como reemplazo del gas natural, por lo tanto la dependencia es aún menor.

En el caso que no pueda proveerse el biodiesel necesario por efecto de inundaciones que afecten las plantaciones de soja, este combustible puede ser reemplazado por gasoil convencional no viéndose afectada la capacidad de generación de las centrales térmicas. Actualmente la capacidad instalada nacional para la producción de biodiesel se estima en 4000 millones de litros anuales, de los cuales un 30% se distribuyen en el mercado interno para abastecer los cortes establecidos no inferiores al 8% de la mezcla como lo dicta la Resolución N° 450/2013^{li} del ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios, mientras que el resto se exporta.

De este análisis surge que el Cambio climático podría afectar al sector de biocombustibles, y puede llegar a ser una traba para el cumplimiento de la resolución N° 450/2013, pero no lo hará en gran magnitud con el sector de generación de energía eléctrica, debido en un principio a los bajos volúmenes de consumo en comparación con el requerido por el transporte automotor.

Provisión de agua para centrales hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica es aquella que transforma la energía potencial del agua en energía cinética, la cual impulsa el rotor de un generador eléctrico^{lii}.

Las centrales hidroeléctricas se construyen en los cauces de los ríos, y se clasifican en centrales de pasada, de embalse y de bombeo, de acuerdo a la relación entre la capacidad del embalse y el caudal del río, en el último caso además las turbinas pueden también utilizarse como bombas^{liii}.

Las primeras son de generación casi constante, no tienen capacidad de regulación y modifican poco el caudal del río. Suelen instalarse en ríos de gran caudal y sus embalses, aún los de gran tamaño, no cuentan con suficiente capacidad de almacenamiento en

relación al caudal del río. Las represas binacionales Salto Grande^{liv} y Yacyretá^{lii} son un ejemplo de este tipo de configuración.

Las centrales de embalse, en cambio, tienen mayor capacidad de almacenamiento de agua en relación al caudal del río, lo que les permite regular su generación de acuerdo a los requerimientos de la demanda (acumulando agua para generar cuando la demanda es mayor, o cuando se considere oportuno). Se encuentran normalmente en lugares en los que geográficamente se puedan construir embalses de gran volumen, sobre ríos cuyo caudal tiene una gran variación estacional. Las centrales de la región de Cuyo y Comahue son un ejemplo de centrales de embalse.

Las centrales de bombeo por su parte, operan con dos embalses: uno superior y uno inferior. Ello permite que durante los momentos del día en que la energía eléctrica es barata (baja demanda eléctrica), el agua pueda bombearse utilizando energía de la red desde el embalse inferior hacia el superior para mantenerla almacenada hasta los momentos de mayor demanda eléctrica, donde pueda ser utilizada para generar, pasando del embalse superior al inferior. Normalmente están ubicadas sobre ríos de bajo caudal y en lugares montañosos que permitan construir embalses importantes. Ejemplos de esto son el complejo hidroeléctrico Río Grande ubicado en la provincia de Córdoba, y la central hidroeléctrica Los Reyunos^{lv} ubicada en la provincia de Mendoza.

En la Figura 5.16 se puede apreciar las Principales centrales hidráulicas de la República Argentina.



Figura 5.16: Principales centrales hidráulicas de la República Argentina. Fuente: Secretaría de Energía

La potencia instalada a diciembre de 2012 de las centrales hidráulicas representa el 35,74% del total nacional, de la cual la mitad corresponde a las centrales emplazadas en la región de Cuyo y del Comahue.

El agua turbinada por las centrales se obtiene del deshielo de los glaciares y nieve acumulada en el invierno (en el caso de las de Cuyo) y de las precipitaciones de la región (en el caso del Comahue). Las proyecciones al año 2040 presentadas en el capítulo 2 referidas a las precipitaciones, plantean una disminución del orden de 2% a 12% en la región del Noroeste Argentino, en todo el borde occidental del territorio nacional y en la Patagonia. En los últimos 20 años la tendencia del caudal de los ríos de esas regiones es negativa (Seoane et al., 2006) en la Figura 5.17 se observa dicho comportamiento.

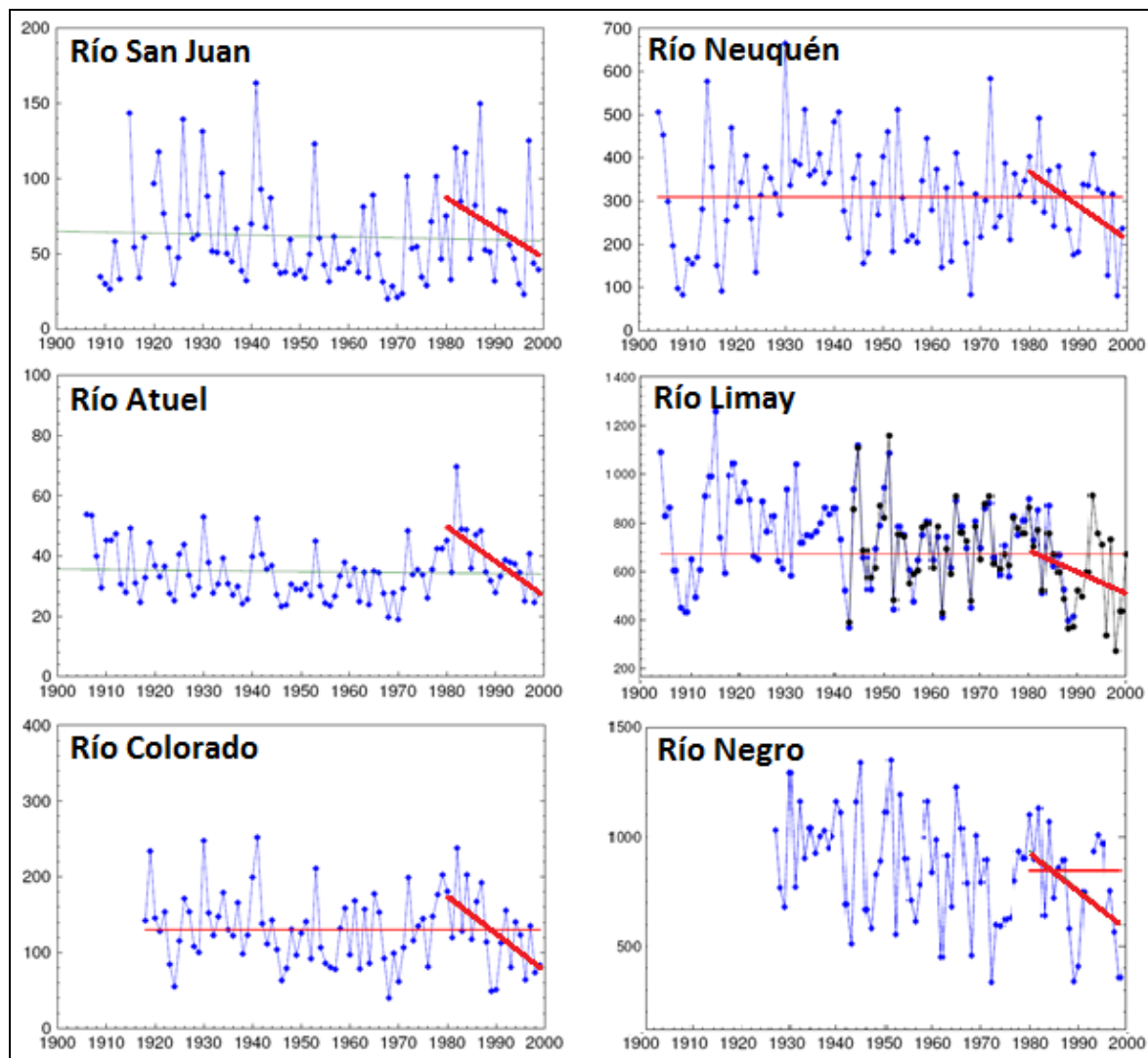


Figura 5.17: Variación del caudal de los ríos en m³/s. Izquierda región de Cuyo, derecha región del Comahue. (Seoane et al., 2006)^{lvi}

Al mismo tiempo el calentamiento global está disminuyendo el volumen de los glaciares. Un glaciar es una masa de hielo que nace en la superficie de la tierra por, recristalización, compactación y acumulación de la nieve. Su permanencia en el tiempo es posible cuando la precipitación anual de nieve supera la evaporada en verano, pero con el incremento en la temperatura esta masa de hielo es cada vez menor^{lvii}. En las Figuras 5.18 y 5.19 se puede observar esta tendencia.

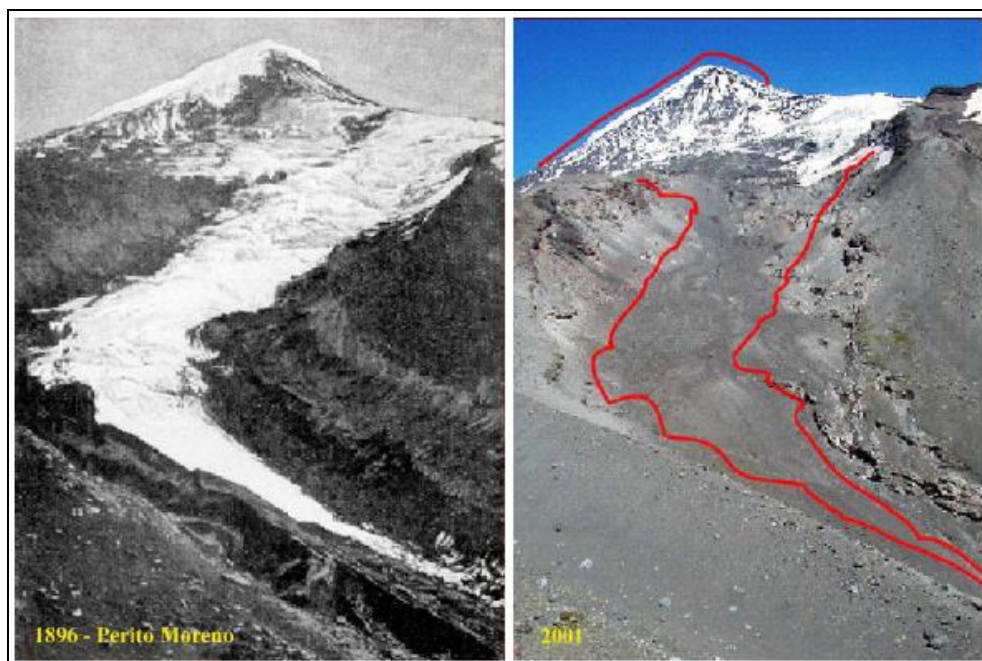


Figura 5.18: Fotografías del Volcán Lanín, en 1896 tomada por el Perito Moreno, y en 2001 tomadas por miembros del IANIGLIA¹³



Figura 5.19: Izquierda: fotografía aérea Glaciar Upsala 18/11/1968.

Derecha: Imagen Landsat Glaciar Upsala 7/5/2004

En función de la evidencia estadística y de las proyecciones climáticas, es significativa la vulnerabilidad de la generación hidráulica en esas regiones cuyo aporte al sistema eléctrico es representativo.

¹³ Instituto Argentino de Nivología, Glaciología y Ciencias Ambientales

La sensibilidad de la generación hidroeléctrica tanto a los cambios en las precipitaciones y a la descarga del río es alta, esto significa que la variación en la generación es casi directamente proporcional al caudal de agua del río. El estudio de Nash y Gleick (1993) estimaron sensibilidades de hasta 3 entre la generación de energía hidroeléctrica y el caudal de los ríos en la cuenca del Colorado de Estados Unidos de Norteamérica (es decir, la variación en la generación es de 3 veces el cambio en el caudal del río), los autores concluyen que este aumento en la sensibilidad mayor a 1, se produce porque el agua de la cuenca fluye a través de múltiples centrales hidráulicas de embalse. Si bien este el caso de las centrales de la cuenca del Comahue, cuya configuración se puede apreciar en la Figura 5.20., por falta de detalle en el estudio mencionado no se puede asegurar que el efecto sea el mismo.

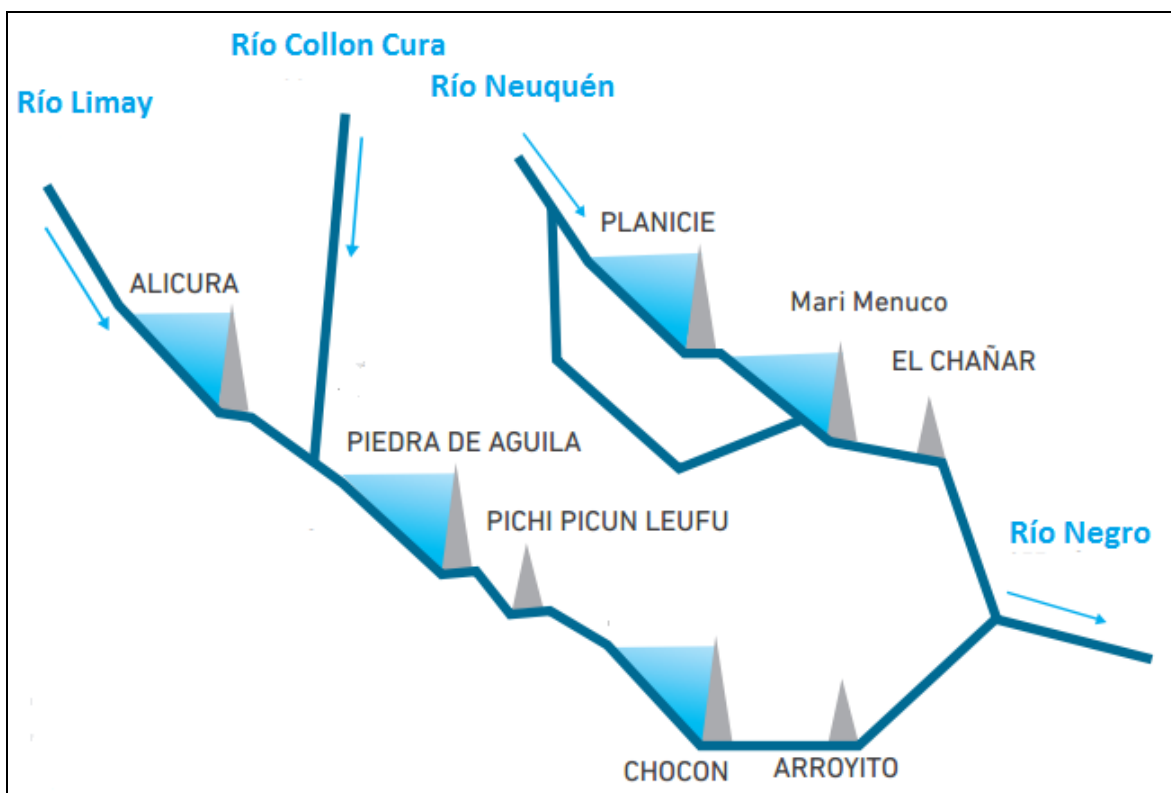


Figura 5.20: Centrales hidráulicas de la cuenca del Comahue.

Por otro lado en la cuenca del plata la tendencia de los caudales de los ríos se ha mostrado positiva en las últimas décadas como se muestra en la Figura 5.21.

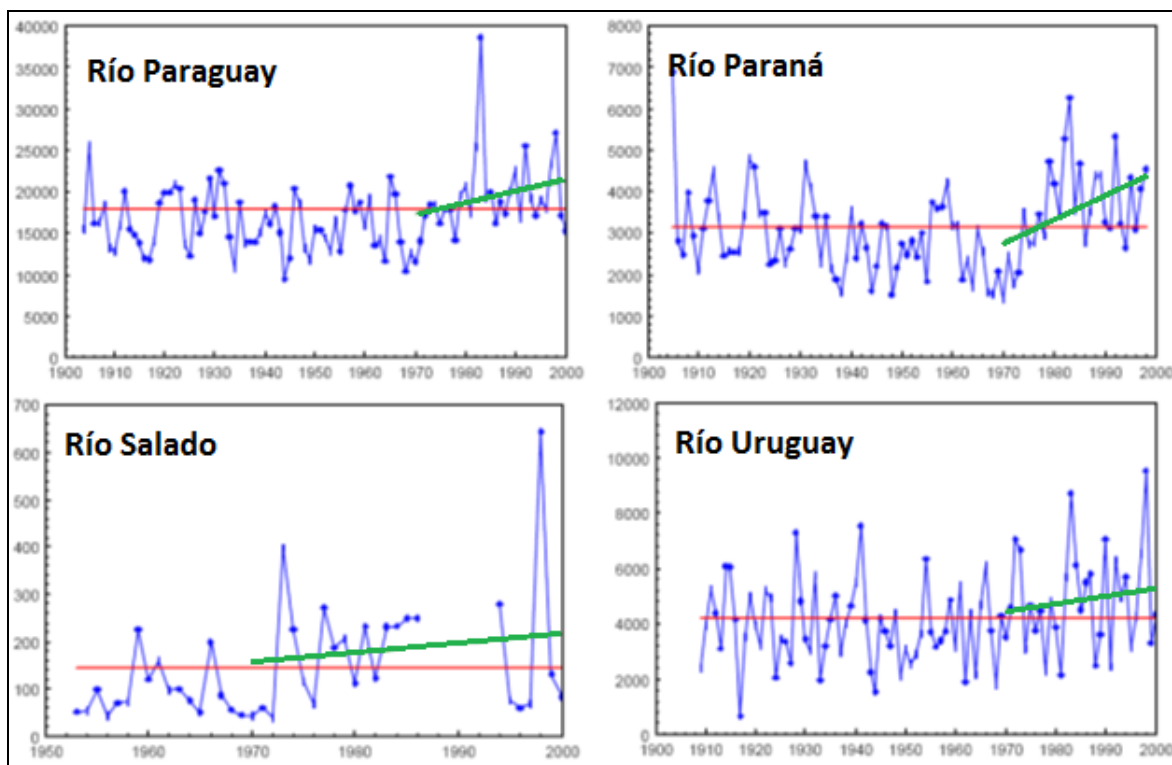


Figura 5.21: Incremento del caudal de la cuenca del plata en m³/s. Fuente: (Camilloni 2005)^{lviii}

Algunas de las proyecciones climáticas para mediados y fin de siglo indican que estas tendencias continuarían, como se presentó en el capítulo 2. Sin embargo, las respuestas hidrológicas con respecto a la variabilidad climática, las tendencias de la precipitación y de los caudales durante las últimas décadas y los escenarios del clima para el resto del siglo, crean dudas sobre el mantenimiento de la actual oferta hídrica en la Cuenca del Plata durante las próximas décadas. Las razones para esto son 3:

Primero que el porcentaje de cambio en los caudales se amplifica con respecto a los respectivos cambios en la precipitación o en la evaporación Berbery y Barros (2002); Tucci (2003). Esta es una característica de la Cuenca de Plata que depende de sus condiciones fisiográficas y de su clima e implica que cambios relativamente moderados en la precipitación o en la evaporación estén asociados a grandes cambios en los caudales.

Segundo que en los últimos 30-40 años los aumentos en la precipitación y en los caudales fueron muy importantes. Aunque aún no se sabe con certeza si estos aumentos se relacionan o no con el Cambio Climático global, su ocurrencia en tiempos recientes indica que podrían presentarse cambios semejantes en el futuro cercano, con sentido igual u opuesto al recientemente observado.

Tercero que los más recientes escenarios climáticos proyectan cambios importantes de la temperatura sobre la mayor parte de la cuenca de Plata y por lo tanto de la evaporación. Aunque estos cambios dependen de las emisiones de gases invernadero y del horizonte de tiempo, los aumentos de temperatura serían de casi 1° C en los próximos decenios en la región donde se generan la mayor parte de los caudales de la Cuenca del Plata. Por otra parte, los cambios en la precipitación serían pequeños y además inciertos.

Resulta evidente que es necesario disminuir las incertezas derivadas de la modelación climática y mejorar la modelación hidrológica, para lograr resultados que permitan avanzar en políticas de adaptación y dentro de ellas de planificación a mediano y largo plazo. Mientras el nivel de incerteza no se reduzca sustancialmente, la única política posible es la de adoptar medidas que sean beneficiosas en cualquier escenario hidrológico y/o que aumenten la resiliencia del sistema en cuestión ante cualquier cambio posible.

Carbón para centrales térmicas

Se espera que la tendencia mundial en términos de políticas de mitigación de GEI, se oriente hacia la reducción de la generación a través del uso de centrales térmicas que queman carbón. Sin embargo la tendencia por el momento es priorizar el abastecimiento de energía para la población, con el fin de asegurar el desarrollo socioeconómico de las naciones.

Actualmente se encuentra en operación la central térmica San Nicolás de 500 MW que opera con carbón, fuel oil o gas natural. Se encuentra en construcción una nueva central termoeléctrica en la provincia de Santa Cruz diseñada para funcionar a base de este

mineral cuya potencia instalada será de 240 MW y cercana a la mina de carbón Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT),

El YCRT es el único yacimiento de carbón explotado actualmente. Se encuentra localizado en la región suroeste de la provincia de Santa Cruz incluye los Municipios de 28 de Noviembre y de Río Turbio. La construcción de esta central tiene principalmente un objetivo social, que es reactivar la mina de Río Turbio con el impacto socioeconómico positivo que implica para las poblaciones cercanas, al mismo tiempo que diversifica la matriz energética además de contar con generación en el extremo sur de la línea de alta tensión, lo que mejora la calidad del servicio.

El carbón como recurso a nivel mundial puede verse afectado por el Cambio climático al reducir su calidad en caso de inundaciones en las explotaciones mineras a cielo abierto^{lix}, no siendo este el caso de la mina mencionada dado que es del tipo subterránea.

5.5. Análisis final del impacto del Cambio climático en la oferta eléctrica nacional.

En el análisis de los impactos del Cambio climático sobre la oferta de energía eléctrica se observa que el efecto más importante es la disminución de la generación hidráulica debido a reducciones en los caudales de los ríos del noroeste de la Patagonia y Cuyo. Esto se debe a las tendencias negativas de la precipitación en las últimas décadas y que continuarán durante el siglo XXI según indican las proyecciones de los modelos climáticos.

Esto puede verse agravado si se acelera el derretimiento de los glaciares cordilleranos producto del calentamiento global, los cuales alimentan las cuencas de la región de Cuyo. Este dato no es menor y debe ser tenido en cuenta en los estudios de localización de nuevas centrales hidráulicas.

Actualmente la participación de los biocombustibles es despreciable en la generación eléctrica nacional por lo que el efecto de la reducción en la cosecha de la materia prima debido a inundaciones no es de importancia.

El efecto del cambio climático en la generación eólica y solar no se puede analizar con los datos disponibles actualmente, por lo que no se puede inferir un resultado. Con respecto a la tecnología nuclear y a la térmica convencional por lo explorado en el presente trabajo solo se puede concluir que de haber algún efecto adverso en la generación por Cambio climático este puede ser solucionado mediante obras de ingeniería, por lo que no representaría en un principio una amenaza para dichas tecnologías.

6. Conclusiones

En el presente trabajo se analizó el impacto del Cambio climático en la demanda eléctrica de Argentina a través de la comparación de dos escenarios de demanda para el período comprendido entre los años 2010 – 2035. El primer escenario es el de referencia denominado “BAU” calculado mediante el modelo de demanda de energía MAED del OIEA y un segundo escenario que incluye los efectos del calentamiento global “ECC” a través de un mayor uso de los equipos de aire acondicionado en el país. Lo que se obtuvo como resultado fue que el incremento en la demanda de energía eléctrica por efecto del cambio climático fue de poco más del 10% del planteado en el escenario BAU.

Este análisis, sin embargo, que es el resultado de la comparación de 2 escenarios que contienen sus respectivos grados de incertidumbre, a simple vista no permite definir si el impacto es relevante. Por esa razón se lo comparó con el posible ahorro de energía eléctrica mediante el uso eficiente y racional de la energía en los sectores de consumo residencial, servicios e industrial. El resultado obtenido es que existe un potencial de ahorro energético estimado de 10 veces el valor del incremento de la demanda en el ECC, por lo que se podría concluir que el incremento en la demanda de energía eléctrica por calentamiento global puede ser mitigado con medidas de uso racional y eficiente de la energía, y esto puede ser alcanzado solamente con realizar algunas de las medidas de ahorro energético planteadas en el trabajo.

Además, como complemento se analizó el impacto de las medidas de reducción de GEI en el transporte automotor, con el objetivo de evaluar si una medida de mitigación de los GEI generaba un impacto similar al incremento de energía eléctrica demandada al 2035 en el ECC. La medida planteada incluye una introducción gradual en el parque automotor de autos eléctricos, y el resultado que se obtuvo fue que el incremento en la demanda de energía eléctrica por el uso de vehículos eléctricos era similar al experimentado en la comparación entre el escenario BAU y el ECC.

Ya sea que el hombre trate de adecuar su medio ambiente adaptándose al Cambio climático mediante la tecnología, o intente frenar el cambio climático mediante la misma, se requiere energía eléctrica, debiendo planificar de manera adecuada el mix de generación para no profundizar los efectos del Cambio climático. Dada la creciente demanda de electricidad y una matriz energética volcada a los combustibles fósiles, una solución de compromiso para abastecer el mercado de forma rápida y no frenar el desarrollo económico es la instalación de centrales térmicas convencionales que, comparada a otras tecnologías, es de baja inversión y corto tiempo de construcción y puesta en funcionamiento. Sin embargo en el largo plazo es perentorio disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, para disminuir los costos de la generación eléctrica y reducir las emisiones de GEI contribuyendo a mitigar el cambio climático. Una forma sería balancear la matriz energética reduciendo el uso de energía térmica convencional y aumentando el de energía nuclear, hidráulica y resto de las renovables.

La oferta energética, como toda actividad humana, se ve afectada por el Cambio climático. La segunda parte del trabajo consistió en analizar dichos efectos sobre las diversas tecnologías de generación eléctrica que existen en el país actualmente.

En el análisis de los impactos del Cambio Climático sobre la oferta de energía eléctrica se observa que el efecto más importante es la disminución de la generación hidráulica debido a reducciones en los caudales de los ríos de noroeste de la Patagonia y Cuyo. Esto se debe a las tendencias negativas de la precipitación en las últimas décadas y que continuarán durante el siglo XXI según indican las proyecciones de los modelos climáticos.

Esto puede verse agravado si se acelera el derretimiento de los glaciares cordilleranos producto del calentamiento global, los cuales alimentan las cuencas de la región de Cuyo. Este dato no es menos y debe ser tenido en cuenta en los estudios de localización de nuevas centrales hidráulicas.

La diversificación de la matriz energética es una forma de lograrlo, y en el caso puntual del sector eléctrico argentino eso significa principalmente incrementar la participación nuclear y fortalecer aún más la participación de las centrales hidráulicas. Estas tecnologías tienen la capacidad de abastecer el sistema energético de manera confiable a través de la calidad y seguridad en el suministro y, a su vez, y que en el caso de la nuclear posee factores de disponibilidad similar o superior al de las centrales térmicas convencionales, habilitándolas para reemplazar a estas últimas sin que se pierda las características positivas previamente mencionadas. La variabilidad de generación de las turbinas eólicas y los paneles solares, disminuye la seguridad de abastecimiento y su factor de disponibilidad, razón por la cual no serían aptas para reemplazar a las centrales térmicas convencionales sino solo como complemento de estas o de las hidráulicas.

Desde el punto de vista del efecto de los fenómenos climáticos extremos en los recursos energéticos de los biocombustibles, se ha realizado un análisis acotado que solo incluye una dimensión del problema, no mostrando un impacto considerable. Históricamente el sector agropecuario en Argentina ha tenido una importante participación en la economía del país, por lo que un incremento de los fenómenos climáticos extremos impactaría en la economía nacional afectando directamente fuentes de financiamientos energéticos nacionales provenientes de la actividad agropecuaria, a la vez que reduciría la disponibilidad de biocombustible para consumo interno. Este análisis es una forma simplificada de ver todo el escenario, pero un análisis con mayor profundidad sobre este tema significa desarrollar una nueva tesis.

Como comentario personal, una estrategia nacional para hacer frente al Cambio climático debe incluir una política de inclusión social, en la cual se priorice el trabajo y el bienestar de la población al tiempo que se cuida el medio ambiente. Si se desea incrementar la participación de las energías renovables, lo ideal sería que el desarrollo y producción de esas tecnologías sea nacional, porque no tiene sentido que, con la intención tener un parque de generación ambientalmente aceptable, se importe toda la tecnología de países desarrollados dejando al país como un simple operador de la misma. La generación tanto eólica como solar funciona solo con un fuerte subsidio, y no tendría sentido que el gobierno

argentino este subsidiando la industria alemana o dinamarquesa fabricante de estas tecnologías.

La adaptación al cambio climático debe ser sustentable, y eso significa que sea ecológica, social, tecnológica, política y económicamente sustentable. Por último, enfrentar los retos ambientales del uso y generación de la energía es un elemento central de la Estrategia, no sólo por la importancia de evitar y reducir los impactos y riesgos ambientales a la población y los ecosistemas, sino también para impulsar el crecimiento de la economía y mejorar el bienestar social.

Para lograr esto se debe articular el sector científico con el productivo nacional, para desarrollar, construir y operar tecnologías que no emitan gases de efecto invernadero, generando un efecto acelerador de la diversificación de la matriz energética al tiempo que se fortalece la economía local, y se refuerzan las medidas de mitigación y adaptación al cambio climático.

7. Bibliografía consultada

Alexander L., Zhang X., Peterson T., J. Caesar, B. Gleason, A. M. G. Klein Tank, M. Haylock, D. Collins, B. Trewin, F. Rahimzadeh, A. Tagipour, K. Rupa Kumar, J. Revadekar, G. Griffiths, L. Vincent, D. B. Stephenson, J. Burn, E. Aguilar, M. Brunet, M. Taylor, M. New, P. Zhai, M. Rusticucci, J. L. Vazquez-Aguirre, 2006: Global observed changes in daily climate extremes of temperature and precipitation. *J. Geophys Res* vol 111, D05109

Frinch P, Alexander L., Della-Marta P., Gleason B., Haylock M., Klein Tank A., Peterson T., 2002. Observed coherent changes in climate extremes during the second half of the twentieth century, *Clim. Rev.* Vol 19: 193-212

IPCC, 2001. Climate Change 2001: Synthesis Report. A contribution of Working Groups I, II, and III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Watson, R.T., et al. (eds.)]. Cambridge University Press, UK.

IPCC, 2001a. Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Houghton, J.T., et al. (eds.)]. Cambridge University Press, UK.

IPCC, 2001b. Climate Change 2001: Adaptation and Vulnerability. A contribution of Working Groups II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [McCarthy, J.J. et al. (eds.)]. Cambridge University Press, UK.

IPCC, 2007. Climate Change 2007: Synthesis Report. Summary for Policymakers. Contribution of Working Group I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Pachauri, R.K., et al. (eds.)] Cambridge University Press, UK. In: www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_spm.pdf

Nakicenovic, N., Alcamo, J., Davis, G., de Vries, B., Fenhann, J., Gaffubm S,m Gregory, K., Grübler, A., Jung, T., Kram, T., La rover, E., Michaelis, L., Mori, S., Morita, T., Pepper, W., Pitcher, H., Price, L., Raihiry, K., Roehrl, A., Rogner, H., Sankovski, A., Schlesinger, M., Shukla, P., Smith, S., Swart, R., van Rooijen, S., Victor, N., Dadi, Z., 2000. IPCC Special Report on Emissions Scenarios, Cambridge University Press, Cmabridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Núñez, M., S. Solman, 2006: “Desarrollo de escenarios climáticos en alta resolución para Patagonia y zona cordillerana. Período 2020/2030”. Proyecto de

desarrollo de escenarios climáticos y estudios de vulnerabilidad. Fundación T. Di Tella- S AyDS.

Parry, M., Carter, T. 1998. "Climate Impact and Adaptation Assessment. A Guide to the IPCC Approach". Earthscan Publications Ltd, London, UK. 166 p.

Stott P., Stone D., Allen M., 2004. Human contribution to the European heatwave of 2003. Nature 432: 610-614.

8. Referencias

- ⁱ IPCC (Intergovernmental Panel on ClimateChange), *Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Summary for Policymakers, Paris, February 2007.
- ⁱⁱ Página web de descarga de CAMMESA - <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- ⁱⁱⁱ Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la Comisión Nacional de Energía Atómica - http://www.cnea.gov.ar/comunicacion/sintesis_mem.php
- ^{iv} Instituto Argentino de Nivología, Glaciología y Ciencias Ambientales - <http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/SUBpolitica/file/CronogramaInventarioGlaciare sIANIGLA.pdf>
- ^v Página de contenidos de la Secretaría de Energía - NFORME QUINQUENAL 1986 - 1990 DEL SECTOR ELECTRICO <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3536>
- ^{vi} Sistema de documentación de las Naciones Unidas - <http://daccess-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N87/184/67/IMG/N8718467.pdf?OpenElement>
- ^{vii} Glosario del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, extraído de la página web del IPCC el 10 de junio de 2013 - <http://www.ipcc.ch/pdf/glossary/tar- ipcc-terms-sp.pdf>
- ^{viii} Informe de la Segunda Comunicación Nacional en Cambio Climático de la República Argentina, editado por la Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (octubre de 2007) - <http://unfccc.int/resource/docs/natc/argnc2s.pdf>
- ^{ix} Manual del modelo de Análisis de la Demanda de Energía MAED del OIEA - http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/CMS-18s_web.pdf
- ^x Balance Energético Nacional del año 2010. Extraído de la página web de la Secretaría de Energía de la Nación el 3 de mayo de 2013 - <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>
- ^{xi} Página de inicio de CAMMESA - <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- ^{xii} Página de inicio de la Fundación para el desarrollo eléctrico (FUNDELEC) - <http://www.fundelec.org.ar/>
- ^{xiii} Resumen del documento del proyecto sobre una propuesta de donación del fondo fiduciario del FMAM por valor de us\$ 15,155 millones a la republica argentina para un proyecto de eficiencia energética 29 de mayo de 2008 - Banco Mundial, Departamento de Desarrollo Sostenible:

http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/eficiencia/resumen_pad_proyecto_eficiencia_energetica_argentina.pdf

^{xiv} Secretaría de energía de la Nación: <http://www.energia.gov.ar/home/>

^{xv} Ing. Cecilia Cavedo – Ing. Daniel Galilea. CAMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN, AHORRO DE ENERGÍA EN REFRIGERACIÓN DE EDIFICIOS PARA VIVIENDAS EN ARGENTINA. Área Pensamiento Estratégico: http://apiperu.com/argentina/trabajos/ECC_012_Cavedo_Cecilia.pdf

^{xvi} Página de inicio del Foro de Viviendas de Sustentabilidad y energías - <http://www.fovisee.com/>

^{xvii} Nota informativa extraída de la página web del Foro de Viviendas Sustentabilidad y Energías el 15 de mayo de 2013: http://www.fovisee.com/index.php?option=com_content&view=article&id=326:33-viviendas-sociales-mas-sustentables-inauguracion-21122011&catid=55:noticias&Itemid=109

^{xviii} Ahorro de Energía en el hogar. Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (agosto de 2009): http://www1.eere.energy.gov/consumer/tips/pdfs/energy_savers_spanish.pdf

^{xix} Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente 2: <http://www.planpive.net/>

^{xx} Nota informativa extraída de la página web “recarga de coches” el día 15 de mayo de 2013: <http://www.recargacocheselectricos.com/el-gobierno-vuelve-dar-ayuda-para-los-vehiculos-electricos/>

^{xxi} Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina - <http://www.acara.org.ar/>

^{xxii} Plan Estratégico Industrial 2020 del Ministerio de Industria de la República Argentina - <http://www.industria.gob.ar/plan-estrategico-in>

^{xxiii} Nota informativa extraída de la página web de Renault Argentina el día 15 de mayo de 2013: <http://www.serviciorenault.com.ar/noticias-y-novedades-de-renault-argentina-74.php>

^{xxiv} Revista Gas Natural Vehicular - http://www.gnvmagazine.com/upload/radio_file_25.pdf

^{xxv} Foro Nuclear Español, Contenidos Didácticos - <http://www.foronuclear.org/consultas-es/consultas-al-experto/icomio-influye-la-energia-nuclear-en-el-medio-ambiente>

^{xxvi} Estadísticas del Instituto Argentino del Gas y Petróleo - <http://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/>

-
- ^{xxvii} Climate Change and Nuclear Power 2013 – International Atomic Energy Agency - <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10625/Climate-Change-and-Nuclear-Power-2013>
- ^{xxviii} Datos de divulgación de la Comisión Nacional de Energía Atómica - http://www.cnea.gov.ar/xxi/divulgacion/consumo/m_consumo_f10.html
- ^{xxix} Contenidos didácticos del Grupo Endesa Sobre las centrales térmicas convencionales - http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/viii.-las-centrales-termicas-convencionales
- ^{xxx} U.S. Climate Change Science Program, Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States., 2008. <http://www.sc.doe.gov/ober/sap4-5-final-all.pdf>.
- ^{xxxi} Instituto Nacional del Agua, Análisis del Régimen Hidrológico de los Ríos Paraná y Uruguay (julio de 2002): <http://www.ina.gov.ar/pdf/LH-Info%20FRE%20LHA-01-216-02%20-%20FrePlata-ParanaUruguay%20-%20Jun-2002.pdf>
- ^{xxxii} Spurr G. Parkansky D (agosto 1971). La capacidad de refrigeración del embalse Río Tercero.
- ^{xxxiii} Durmayaz, A., OguzSalim,S., (2006). Influence of cooling water temperature on the efficiency of apressurized-water reactor nuclear-powerplant. International Journal of Energy Research 30, 799–810.
- ^{xxxiv} Linnerud, Kristin,Gunnar Eskeland, and Torben Mideksa, (2009). The impact of climate change on thermal power supply. CICERO mimeo.
- ^{xxxv} Davcock, C., R. DesJardins, and S. Fennell, 2004: Generation Cost Forecasting Using On-Line Thermodynamic Models. Proceedings of Electric Power, March 30-April 1, 2004, Baltimore, MD.
- ^{xxxvi} Steffen Kallbekken Torben K. Mideksa, The impact of climate change on the electricity market: A review, Center for International Climate and Environmental, (Oslo 2010). Journal homepage: www.elsevier.com/locate/enpol.
- ^{xxxvii} Página de inicio de Energía Argentina S.A. - <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/>
- ^{xxxviii} Proyectos de energía solar, extraídos de la página web de ENARSA el 5 de junio de 2013: <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/energiasrenovables/387-energia-solar>
- ^{xxxix} Fidje A. and T. Martinsen, Effects of Climate Change on the Utilization of Solar Cells in the Nordic Region. Extended abstract for European Conference on Impacts of Climate Change on Renewable Energy Sources. Reykjavik, Iceland, June 5-9, (2006).
- ^{xl} Página de inicio de la Asociación Mundial de Energía Eólica - <http://www.wwindea.org/home/index.php>

^{xli} Energías Renovables 2008, energía eólica. Secretaría de Energía de la Nación: http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/libro_energia_eolica.pdf

^{xlii} Niels-Erik, PerLundsager, Rebecca Barthelmie, Hannele Holttinen, Timo Laakso And Sara C. Pryor. Clausen, "Windpower. In: Jes, F. (Ed.), Impacts of Climate Change on Renewable Energy Sources, their Role in the Nordic Energy System.", (2007).

^{xliii} Pereira EB, et al., The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil, Renewable Energy (2012)

^{xliv} Boletín Energético número 25 de la Comisión Nacional de Energía Atómica - http://www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/25/06Bolet%C3%ADn25PicosdePotenciaymas.pdf

^{xlvi} Secretaría de energía de la Nación: <http://www.energia.gov.ar/home/>

^{xlv} Página de inicio de la Central Térmica Convencional AES Paraná, del grupo AES Argentina - <http://www.aesargentina.com.ar/parana.htm>

^{xlvii} Página de inicio de la Sociedad Argentina de Energía S.A. <https://www.gruposadesa.com.ar/>

^{xlviii} Página de inicio de la Central Costanera - <http://www.endesacostanera.com/>

^{xlix} Informe Nacional de Cambio Climático , Programa Nacional de Adaptación y Planes Regionales de Adaptación, Informe Final 2006, Fundación e Instituto Torcuato Di Tella - http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/UCC/File/comunicaciones_nacionales/Parte01_Programa_Nacional_Adaptacion.pdf

^l Nota informativa del sitio web La Política Online, Extraída el 25 de mayo de 2013 <http://www.lapoliticaonline.com/noticias/val/66611/inauguran-la-primer-generadora-electrica-a-biodiesel.html>

^{li} Resolución N° 450/2013 de la Secretaría de Energía de la Nación Argentina, sobre el régimen de biocombustibles - <http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/215000-219999/218395/norma.htm>

^{lii} Página de inicio de la Entidad Binacional Yaciretá - <http://www.eby.org.ar/>

^{liii} Centrales de Hidráulicas de Bombeo, Boletín Energético número 14 de la Comisión Nacional de Energía Atómica - http://www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/14/tromboto.pdf

^{liv} Página de inicio de la Central Hidroeléctrica Salto Grande - <http://www.saltogrande.org/>

lv Datos técnicos de la Central Hidroeléctrica Diamante - http://energy.org.ar/index1_files/PROYARG/WWW/ELECTR~1/diaman2.htm

lvi Seoane, r., López, P., 2006. Recursos hídricos y sus tendencias; Vulnerabilidad de la Patagonia y sur de las provincias de Buenos Aires y La Pampa. Fundación e Instituto Torcuato Di Tella Cap 12. 277-291.

lvii

<http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/SUBpolitica/file/CronogramaInventarioGlaciare sIANIGLA.pdf>

lviii Camilloni, I., 2005. Tendencias hidrológicas en Argentina. En Compilación de los trabajos realizados en Argentina para PNUD, Proyecto ARG/01/01- Contratos de Locación de Obra 48 y 49/2005 Agenda Ambiental Regional Mejora de la gobernabilidad para el Desarrollo sustentable

lix Climate – Proofing Energy Systems – Helio International <http://www.helio-international.org/uploads/Global%20Report.En.pdf>